



Prêmio 
Secap de
Energia **2019**
Concurso de monografias

COLETÂNEA DE MONOGRAFIAS PREMIADAS

Patrocínio



Realização



Idealização

SECRETARIA DE
AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,
ENERGIA E LOTERIA

SECRETARIA ESPECIAL DE
FAZENDA

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA





Prêmio
Secap 
de
Energia **2019**
Concurso de monografias

COLETÂNEA DE
MONOGRAFIAS PREMIADAS



Ministério da Economia – ME
Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria – Secap

PRÊMIO SECAP DE ENERGIA 2019

COLETÂNEA DE MONOGRAFIAS PREMIADAS

SECAP
SECRETARIA DE
AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,
ENERGIA E LOTERIA

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

Brasília – DF
2020

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Ministro, Paulo Roberto Nunes Guedes

Secretaria-Executiva

Secretário-Executivo, Marcelo Pacheco dos Guarany

Secretaria Especial de Fazenda

Secretário Especial, Waldery Rodrigues Júnior

Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria

Secretário Interino, Nelson Leitão Paes

Subsecretaria de Energia

Subsecretário Interino, Gustavo Gonçalves Manfrim

Membros da coordenação

Alexandre de Oliveira Lima Loyo/ Alexandre Manoel Angelo da Silva/ Bruno Beltrame/ Fernanda Gomes Pereira/ Leandro Caixeta Moreira/ Thaís Abraham Chaves.

REALIZAÇÃO



Presidente

Diogo Costa

Diretor de Inovação e Gestão do Conhecimento

Guilherme Alberto Almeida de Almeida

.....

Coordenação editorial

Patrícia Nachard

Viviane Henderson

Revisão de textos

Paula Halfeld

Editoração eletrônica

Heonir Soares Valentim

PATROCÍNIO



Presidente

Carlos Ivan Simonsen Leal

Professor Titular da Ebape/FGV e Coordenador do Projeto Prêmio Secap de Energia 2019

Paulo Motta

Gerente do projeto

Patrícia Nachard

Coordenação do prêmio

Viviane Henderson

Ficha catalográfica elaborada pela equipe da Biblioteca Graciliano Ramos da Enap

P925 Prêmio Secap de Energia 2019: coletânea de monografias premiadas/ Ministério da Economia (ME), Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (Secap). – Brasília: Enap, 2020. 358p.: il.; 23 cm.

ISBN 978-65-88735-00-8 (Secap)

ISBN: 978-65-87791-27-2 (Enap)

1. Políticas públicas – Brasil. 2. Energia – Educação – Brasil. 3. Responsabilidade fiscal – Brasil.
4. Política Energética. 5. Administração Pública. 6. Conservação de Energia. 7. Regulamentação.
- I. Título. II. Brasil. Ministério da Economia. III. Escola Nacional de Administração Pública.

CDU 620.9(81)

Bibliotecária: Tatiane de Oliveira Dias – CRB1/2230

As informações e opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade do(s) autor(es), não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista da Escola Nacional de Administração Pública (Enap). É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.



Da esquerda para a direita:

José Luiz Pagnussat, Representante da Banca Examinadora do Prêmio Secap de Energia 2019;
Waldery Rodrigues Júnior, Secretário Especial de Fazenda do Ministério da Economia;
Fernando Colli Munhoz, premiado em 3º lugar no Prêmio Secap de Energia 2019;
Gustavo Pires da Ponte, premiado em 1º lugar no Prêmio Secap de Energia 2019;
Weber Ramos Ribeiro Filho, Menção Honrosa no Prêmio Secap de Energia 2019;

Alexandre Manoel Angelo da Silva, ex-Secretário de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia;
Nelson Leitão Paes, Secretário Interino de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia;
Professor Paulo Motta, Representante da Fundação Getúlio Vargas; e
Guilherme Almeida, Diretor de Inovação e Gestão do Conhecimento da Enap.



Da esquerda para a direita

Waldery Rodrigues Júnior, Secretário Especial de Fazenda do Ministério da Economia, e **Gustavo Pires da Ponte**, premiado em 1º lugar no Prêmio Secap de Energia 2019



Da esquerda para a direita

Nelson Leitão Paes, Secretário Interino de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia, e **Fernando Colli Munhoz**, premiado em 3º lugar no Prêmio Secap de Energia 2019



Da esquerda para a direita

Alexandre Manoel Angelo da Silva, ex-Secretário de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia, e **Weber Ramos Ribeiro Filho**, premiado com Menção Honrosa no Prêmio Secap de Energia 2019

9

PREFÁCIO

13

APRESENTAÇÃO

MONOGRAFIAS PREMIADAS

1º LUGAR

Gustavo Pires da Ponte

15

Geração de energia elétrica em Sistemas Isolados: desafios e propostas para aumento da participação de fontes renováveis com base em uma análise multicritério

2º LUGAR

Allan Fuezi de Moura Barbosa

93

A importância de maior liberalização do mercado de combustíveis de aviação no Brasil: uma análise propositiva

3º LUGAR

Fernando Colli Munhoz

163

Proposta regulatória para aperfeiçoamento do sistema de liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo

MENÇÃO HONROSA

Diego Crespo Santiago e Hugo de Andrade Lucatelli

225

Regulação distorciva de preços: modicidade tarifária no Brasil

283

MENÇÃO HONROSA

Weber Ramos Ribeiro Filho

Aprimoramento dos aspectos concorrenciais e regulatórios do setor elétrico brasileiro perante os desafios da expansão da geração distribuída e da ampliação do mercado livre de energia elétrica

345

REGULAMENTO

O crescimento econômico de um país está intrinsecamente relacionado à disponibilidade e ao custo da energia. Além disso, o setor energético é intensivo em investimentos, que têm importante impacto na formação bruta de capital fixo (FBKF), na indução de tecnologia e na arrecadação de receitas tributárias e não tributárias do país.

Nos últimos anos, o Brasil tem se destacado por suas ações no setor energético, que buscam atrair investimentos e melhorar o ambiente regulatório. O aperfeiçoamento de regras, a facilitação de novos projetos, a elevação da competição e da eficiência, além de diversas medidas de atração do setor privado e destravamento de investimentos, têm sido a tônica da agenda do setor.

Os exemplos são muitos. A Nova Política de Conteúdo Local colaborou para a retomada dos investimentos no setor de petróleo e gás, ao simplificar os leilões e a produção, reduzindo o número e a complexidade das regras, desonerando custos dos projetos de investimento e atraindo concorrência externa. O Novo Mercado de Gás, que contempla diversas medidas e iniciativas, visa proporcionar um mercado aberto, dinâmico e competitivo, para promover condições de redução do preço final do produto e do custo de investimento e operação de plantas industriais. O Decreto nº 9.934/2019, que criou o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, é um expoente desse caminho. A revisão do marco regulatório no setor elétrico e as reformas estruturais no setor de mineração para atração de investimentos também são destaques. No caso das energias renováveis, o RenovaBio foi um exemplo de política específica para o setor de combustíveis, para incentivar a produção e a participação de biocombustíveis na matriz energética a partir do setor de transportes.

A matriz energética global é, essencialmente, formada por fontes não renováveis. O Brasil, no entanto, possui uma das matrizes energéticas com maior participação de fontes renováveis. Essa diversidade conta não apenas com as usinas hidrelétricas, líderes absolutas na produção de eletricidade, mas também com as energias eólica e solar, cada vez mais representativas, e com a crescente participação dos biocombustíveis, como a cana-de-açúcar e o biodiesel.

Não bastasse nossa matriz ser uma das mais limpas no mundo, contando com 46,1% de fontes renováveis em 2019, o crescimento de nossa oferta interna de energia tem tido contribuição significativa das fontes renováveis.

Destaque-se que, em 2019, o Brasil teve um crescimento do PIB na ordem de 1,1%, com crescimento no consumo final de eletricidade na ordem de 1,3%. Por sua vez, o consumo de biodiesel cresceu 9,3%, enquanto o de etanol registrou aumento de 11,1%.¹

Nesse contexto, o Brasil não pode perder a oportunidade de planejar e debater políticas públicas que convirjam em interesses e estratégias dos setores privado e público em direção à construção de um mercado energético diversificado, inovador, eficiente e competitivo.

A discussão do tema ganha relevância ainda maior em um ano de emergência em saúde pública de importância internacional, declarada mundialmente como pandemia pela Organização Mundial da Saúde em decorrência da infecção humana pelo novo Coronavírus (Covid-19), uma vez que o setor energético será item obrigatório na pauta de retomada do crescimento de qualquer país nos anos vindouros.

A demanda global de energia diminuiu cerca de 4% no primeiro trimestre de 2020, com a maior parte do impacto em março, quando as medidas de confinamento se iniciaram em diversas partes do mundo. A demanda por carvão foi a mais atingida, caindo quase 8% em comparação com o primeiro trimestre de 2019. A demanda por petróleo também foi fortemente afetada, com uma queda de quase 5% no primeiro trimestre, principalmente devido à redução da mobilidade e da aviação, que representam quase 60% da demanda global pelo produto. Os mercados de energia elétrica, nuclear e de gás natural também sofreram retração. Estima-se que o impacto do Covid-19 na demanda de energia em 2020 pode ser sete vezes maior que o impacto da crise financeira de 2008 no setor.²

Nesse contexto de imensas transformações, impostas não apenas pelas mudanças recentes no setor no Brasil, mas pelos novos desafios que surgem nesse novo panorama global, é publicado o primeiro livro com o resultado do Prêmio Secap de Energia, idealizado pela Secretaria de Avaliação, Planejamento,

1 EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

2 IEA - International Energy Agency.

Energia e Loteria, vinculada à Secretaria Especial de Fazenda do Ministério da Economia.

O Prêmio Secap de Energia 2019, ao incentivar as discussões para o aprimoramento dos aspectos concorrenciais e regulatórios do setor de energia, em especial nas áreas de energia elétrica, petróleo, gás natural e combustíveis, antecipa e qualifica esse debate. Foram inscritos 49 trabalhos. Dos autores, 75% possuem pós-graduação, sendo que 32,4% possuem mestrado e doutorado, e 10,3%, especialização.

A heterogeneidade do grupo de inscritos – servidores públicos federais em sua maioria, mas também de governos estaduais e municipais, profissionais do setor privado e estudantes, com mais de quarenta instituições representadas – comprova o interesse da sociedade no tema e a importância da amplitude do debate na formulação da política pública.

A cada trabalho é possível servir-se de análises e alternativas a distintos problemas em discussão no setor energético. Dentre os premiados, há um espectro amplo de temas: i) a elevação da participação de fontes renováveis, ii) a abertura do mercado de combustíveis, iii) o aperfeiçoamento do sistema de liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo, iv) a modicidade tarifária, e v) a modernização da forma de comercialização de energia.

O Prêmio Secap de Energia 2019 tem o espírito de estimular estudos e pesquisas sobre o tema Energia perante a comunidade acadêmica e a sociedade como um todo, reconhecendo estudos relevantes e aplicáveis pela Administração Pública.

Esperamos que você tenha uma excelente leitura!

Gustavo José de Guimarães e Souza

Secretário Especial Adjunto do Ministério da Economia

É uma grande satisfação para a Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (Secap), do Ministério da Economia, reunir nesta coletânea os trabalhos premiados e as menções honrosas do Prêmio Secap de Energia realizado em 2019.

Inicialmente, cumpre destacar que, além da avaliação e monitoramento de políticas públicas e da regulação de prêmios, sorteios e loterias, a Secap possui uma missão institucional relevante no setor de energia, que contempla os setores de energia elétrica, petróleo, gás natural e combustíveis. Conforme estabelece o Anexo I do Decreto nº 9.745, de 8 de abril de 2019, que dispõe sobre a estrutura regimental do Ministério da Economia, compete à Subsecretaria de Energia,¹ entre outras atividades, “propor, coordenar e executar as ações do Ministério relativas à gestão das políticas de promoção da concorrência, no setor de energia”, bem como “estimular o funcionamento eficiente e competitivo do setor de energia”.

No início de 2019, em harmonia com a missão institucional da secretaria, foi idealizado o Prêmio Secap de Energia com os objetivos de incentivar estudos e pesquisas sobre o tema Energia, com ênfase nas áreas de Regulação e Defesa da Concorrência, e de difundir esse assunto para a comunidade acadêmica brasileira e a sociedade em geral, reconhecendo os trabalhos de qualidade técnica e de aplicabilidade na Administração Pública.

O Prêmio é um convite à sociedade brasileira para apresentar novas ideias e contribuições que propiciem o aprimoramento dos aspectos concorrenciais e regulatórios dos setores de energia elétrica, petróleo, gás natural e combustíveis. As monografias deveriam abordar o atual cenário e propostas de aprimoramento dos aspectos concorrenciais e da regulação dos setores mencionados.

A Comissão Julgadora foi composta por renomados profissionais da área de energia, com reconhecida experiência acadêmica e de mercado. Os examinadores foram: Ieda Gomes Yell (presidente da comissão); Elena Landau; Joísa Campanher Dutra; Luiz Augusto Barroso; Nivalde José de Castro; Marcio Felix Carvalho Bezerra.

1 Art. 45.

As monografias foram analisadas sob critérios de qualidade técnica da redação, o que contempla a estrutura de texto equilibrada e em conformidade com as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT); a originalidade da abordagem; a adaptação da discussão teórica e/ou empírica ao tema; a clareza dos objetivos; a adequação metodológica; a coerência nas análises e nos resultados; a consistência nas discussões e conclusões; a coerência da bibliografia com o tema proposto, entre outros critérios considerados pertinentes pela comissão julgadora.

O concurso recebeu 49 (quarenta e nove) trabalhos de elevada qualidade técnica, que trazem luz ao debate acerca dos temas propostos e contribuem para a tomada de decisão e para o aperfeiçoamento de práticas. As inscrições vieram de todas as regiões brasileiras, com destaque para as regiões Centro-Oeste (36,73%) e o Sudeste (34,69%).

Foram agraciados os três primeiros colocados referentes aos subtemas energia elétrica e combustíveis, e concedidas duas menções honrosas também no subtema energia elétrica. O resultado do Prêmio Secap de Energia 2019 foi publicado no *Diário Oficial da União* nº 33, de 12 de fevereiro de 2020, seção 3, por meio do Edital nº 6, de mesma data, da Escola Nacional de Administração Pública – Enap. A Cerimônia de Premiação do Concurso de Monografias – Prêmio Secap de Energia 2019 foi realizada no dia 13 de março, às 14h30, na Esplanada dos Ministérios, bloco K, 9º andar, em Brasília/DF.

O grande número de trabalhos inscritos, considerando ser essa a primeira edição do prêmio, aliado à elevada qualidade técnica dos textos apresentados reforçam a percepção de que o Prêmio cumpriu seu objetivo de estimular a pesquisa no tema e subtemas propostos, cabendo a divulgação, neste volume, dos trabalhos vencedores.

Por fim, agradecemos imensamente aos membros da coordenação, à Escola Nacional de Administração Pública, à Fundação Getúlio Vargas e aos membros da Comissão Julgadora. A Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria orgulha-se de ter contado com a avaliação de profissionais de tão elevado nível na banca examinadora.

A todos, nossos sinceros agradecimentos.

Nelson Leitão Paes

Secretário Interino de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria

1º lugar

Gustavo Pires da Ponte*

**Geração de energia elétrica em
Sistemas Isolados: desafios
e propostas para aumento da
participação de fontes renováveis
com base em uma análise multicritério**

* Mestre em Engenharia Urbana e Ambiental pela PUC-Rio e Technische Universität Braunschweig. Consultor Técnico - Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Os cerca de 250 Sistemas Isolados do Brasil, concentrados na região Norte, representam aproximadamente 1% do consumo nacional de energia elétrica, sendo historicamente atendidos por meio de geradores a diesel, uma solução cara, poluente e dependente de uma complexa logística de fornecimento de combustível. Apesar de diversas publicações indicarem que fontes renováveis já são técnica e economicamente viáveis, sobretudo em economias dependentes de combustíveis caros, a geração a partir do diesel ainda predomina nessas localidades. Esta monografia tem por objetivo hierarquizar propostas de políticas públicas, visando à inserção de fontes renováveis nos sistemas isolados do Brasil, por meio de uma ferramenta de análise multicritério. Com isso, ter-se-á a transição de dependência em combustíveis fósseis para uma economia baseada em energias renováveis. Para subsidiar a seleção e hierarquização dessas propostas, indo além das habituais avaliações técnico-econômicas, criou-se um modelo utilizando os métodos multicritério de apoio à decisão AHP e *fuzzy*-TOPSIS, por serem ferramentas reconhecidas como ideais para a modelagem de problemas em que subjetividade, incerteza e ambiguidades estejam presentes. Como resultado, concluiu-se que a política pública de maior impacto seria a implantação de projetos-piloto de usinas híbridas, combinando geração a diesel com fotovoltaica, por exemplo, de forma a auxiliar a transposição de barreiras culturais e de conhecimento sobre tecnologias alternativas nos sistemas isolados. Outras políticas apontadas como relevantes seriam: a simplificação do licenciamento ambiental de projetos baseados em fontes renováveis e a adoção de um modelo de planejamento determinativo, exigindo nos leilões uma penetração mínima dessas fontes.

Palavras-chave: Sistemas Isolados; óleo diesel; energias renováveis, métodos multicritério de apoio à decisão; lógica *fuzzy*; AHP-TOPSIS.



1 INTRODUÇÃO	23
2 SISTEMAS ISOLADOS: SITUAÇÃO, DIFICULDADES, IMPACTOS E SUBSÍDIOS	26
2.1 Impactos socioambientais da geração nos Sistemas Isolados	26
2.1.1 Relação da população com as usinas	27
2.2 Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	29
2.3 Logística do óleo diesel na região Norte e custos	30
2.4 Tributos: como eles beneficiam a geração a diesel	31
2.5 Soluções alternativas ao óleo diesel	33
2.5.1 Experiências internacionais de geração a partir de fontes renováveis em Sistemas Isolados	36
3 IDENTIFICAÇÃO DE BARREIRAS ÀS FONTES RENOVÁVEIS E PROPOSTAS PARA MUDANÇA	38
3.1 Barreiras culturais e de conhecimento	39
3.2 Questões regulatórias e contratuais	40
3.3 Modelos de planejamento: orientativo <i>versus</i> determinativo	43
3.4 Tributos e subsídios	45
3.5 Licenciamento ambiental	45
3.6 Resumo das propostas	47
4 MÉTODOS MULTICRITÉRIO PARA AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS	48
4.1 Métodos multicritério de apoio à decisão sob incerteza	48
4.2 Métodos multicritério para avaliação e seleção de políticas públicas ..	49
4.3 Definição das dimensões e critérios	52
5 MODELO AHP-FUZZY-TOPSIS PARA AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS	56





5.1 Visão geral do modelo.	57
5.2 Descrição da fase I – AHP	58
5.3 Descrição da fase II – <i>Fuzzy</i> -TOPSIS	62
6 APLICAÇÃO DO MODELO PARA SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS NOS SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS	67
6.1 Coleta dos dados.	67
6.2 Formatação, análise e resultados	69
6.2.1 Fase I – AHP: definição de pesos dos critérios.	69
6.2.2 Fase II – <i>Fuzzy</i> -TOPSIS: hierarquização das políticas públicas . .	74
6.3 Discussão dos resultados.	77
7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.	80
REFERÊNCIAS	83



LISTA DE FIGURAS, QUADROS E TABELAS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistemas Isolados brasileiros	23
Figura 2. Imagem área de Careiro da Várzea-AM (usina em destaque)	28
Figura 3. Casas próximas à usina de Careiro da Várzea-AM	28
Figura 4. Evolução dos gastos da CCC.	30
Figura 5. Preço médio do diesel na região Norte e variação do IPCA	42
Figura 6. Número <i>fuzzy</i> triangular $A = [a_1, a_2, a_3]$	57
Figura 7. Modelo AHP- <i>fuzzy</i> -TOPSIS para avaliação e seleção de políticas públicas	58
Figura 8. Exemplo de estrutura hierárquica de problemas de decisão (em três níveis).	59
Figura 9. Exemplo didático de matriz de julgamentos AHP	60
Figura 10. Estrutura hierárquica do modelo.	69

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Arrecadação anual de ICMS no Amapá	32
Quadro 2. Soluções alternativas para suprimento de energia em Sistemas Isolados	35
Quadro 3. Referências de avaliação de alternativas de geração com base em métodos multicritério	50
Quadro 4. Referências de avaliação de políticas públicas com base em métodos multicritério.	51





Quadro 5. Critérios adotados em trabalhos relevantes na literatura	53
Quadro 6. Dimensões e critérios propostos com base na literatura	54
Quadro 7. Escala de Saaty	60
Quadro 8. Termos linguísticos e correspondentes números <i>fuzzy</i> triangulares para avaliação quantitativa dos indicadores.	64
Quadro 9. Estrutura hierárquica do instrumento de pesquisa	68
Quadro 10. Julgamento relativo de grau de importância entre dimensões. . .	70
Quadro 11. Julgamento relativo de grau de importância entre critérios	71

LISTA DE TABELAS

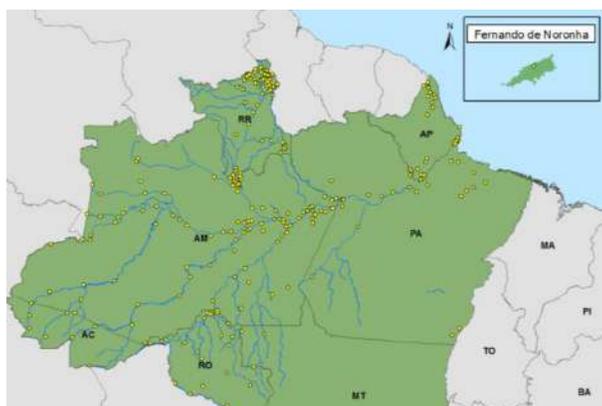
Tabela 1. Índice de consistência aleatória (IR)	61
Tabela 2. Termos linguísticos e respectivos valores numéricos para os critérios qualitativos	63
Tabela 3. Razão de consistência das matrizes de dimensões e critérios	72
Tabela 4. Pesos das dimensões e critérios calculados pelo método AHP. . . .	73
Tabela 5. Exemplo de consolidação das respostas dos especialistas	75
Tabela 6. Matriz de distância total positiva e negativa	77



1 INTRODUÇÃO

No setor de energia elétrica, denominam-se Sistemas Isolados as localidades que não são conectadas à rede nacional de transmissão (Sistema Interligado Nacional – SIN), por razões técnicas ou econômicas (BRASIL, 2010), como ausência de escala. Assim, a maioria desses sistemas é suprida eletricamente por geração local, normalmente baseada em geradores a óleo diesel. Os estados que compõem tal sistema são: Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e a ilha de Fernando de Noronha, pertencente ao estado de Pernambuco (CCEE, 2017).

No Brasil, há atualmente cerca de 250 Sistemas Isolados, concentrados na região Norte, que somam apenas 1% do consumo total de energia elétrica do país, mas representam cerca de 40% do território nacional, como se nota na figura 1, e que atendem a cerca de 3 milhões de consumidores (EPE, 2018a).



Fonte: EPE (2018a).

Figura 1. Sistemas Isolados brasileiros

Tais sistemas podem ser desde pequenas comunidades, com algumas dezenas de habitantes, até cidades de maior porte, como Parintins-AM, com mais de 100 mil habitantes (IBGE, 2017).

Embora existam alguns poucos exemplos de geração a partir de fontes alternativas em Sistemas Isolados, como pequenas centrais hidrelétricas (PCH) ou termelétricas a gás natural, historicamente, os motores a diesel têm se mostrado



uma solução de fácil instalação, manutenção e operação. Apesar dos impactos ambientais e da complexa logística de fornecimento de combustível, geralmente por via fluvial, a geração de energia nesses sistemas tem funcionado razoavelmente bem nas últimas décadas. No entanto, os custos de operação dessas plantas são bastante elevados, sobretudo em função do preço do diesel nas localidades mais afastadas, e dependem de elevados subsídios, custeados por encargos cobrados dos demais agentes do setor elétrico brasileiro.

De acordo com o Operador Nacional do Sistema – ONS (2017), o consumo total de energia elétrica nos Sistemas Isolados previsto para o ano de 2018 foi da ordem de 3 mil MWh, sendo 1% proveniente da queima de biomassa, 2% de usinas a gás natural e 97% de geração térmica a diesel, o que corresponde a um consumo de mais de 800 mil m³ desse combustível. Para fins de comparação, em 2017, 82% da energia consumida no SIN foi gerada a partir de fontes renováveis, sobretudo em usinas hidrelétricas e eólicas (EPE, 2017a).

Enquanto nos leilões do SIN, compra-se energia elétrica a valores da ordem de R\$ 200/MWh (ANEEL, 2016a), nos Sistemas Isolados esse valor chega a atingir R\$ 1.600/MWh (EPE, 2017b). Boa parte desse custo é compartilhada por todos os consumidores de energia elétrica do país, por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (BRASIL, 2010), que em 2020 deve totalizar um gasto superior a R\$ 7,5 bilhões (ANEEL, 2019).

A redução de custos das fontes solar fotovoltaica e eólica, associada ao declínio acentuado recente dos custos de armazenamento em baterias, tornam essas opções atrativas para residências e pequenas comunidades desconectadas da rede elétrica (IRENA, 2015). Apesar disso, as soluções a diesel persistem, mesmo nos recentes leilões para aquisição de potência e energia elétrica em Sistemas Isolados.

Se, por um lado, diversas publicações (HAFEZ; BHATTACHARYA, 2012; EPE, 2014; EPE, 2016a; EPE, 2018b; BUNKER *et al.*, 2015; FRANKFURT SCHOOL, 2015; IRENA, 2015, 2017) apontam a viabilidade de soluções renováveis em Sistemas Isolados, por outro, no Brasil e em outros países, há de se considerarem diversas outras variáveis que afetam a escolha de suas fontes energéticas, tais como questões ambientais, sociais e políticas, o que é pouco abordado nos trabalhos supracitados, que focam avaliações técnico-econômicas de determinadas fontes ou tecnologias.



Entre os trabalhos dessa ordem, de seleção de tecnologias de geração, é comum encontrar o uso de ferramentas multicritério de apoio à decisão, conforme Afgan e Carvalho (2002), Cavallaro e Ciraolo (2005), Papadopoulos e Karagiannidis (2008), Tsoutsos *et al.* (2009), Wang *et al.* (2009), Haurant, Oberti e Muselli (2011), Perera *et al.* (2013), Mourmouris e Potolias (2013), Wimpler *et al.* (2015), Lombardi *et al.* (2016) e Martins (2017).

Já no que diz respeito às políticas públicas no setor de energia, embora abordadas em parte dos trabalhos, foram identificados apenas dois estudos que fizeram o uso de ferramentas de multicritério para a definição dessas iniciativas, sendo que um trata de políticas para a eficiência energética em construções (MELO; JANNUZZI; TRIPODI, 2013) e o outro aborda a segurança na exportação de energia (ALIPOUR *et al.*, 2018), portanto, pouco relacionados com o presente trabalho. Desse modo, no que diz respeito aos métodos multicritérios, há diversos trabalhos para a escolha de tecnologias de geração de energia, mas poucos para a proposição de políticas no setor de energia – sobretudo visando à inserção de fontes renováveis – e ainda menos para Sistemas Isolados. Fica evidenciada, assim, a lacuna a ser preenchida, qual seja, unir o uso de ferramentas multicritério para apoio à decisão sobre políticas públicas com vistas à inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados. Esta é a principal contribuição deste trabalho, que vai além da definição das políticas em Sistemas Isolados, mostrando a contribuição dos métodos multicritério para a escolha de políticas energéticas de qualquer natureza.

Nesse contexto, o presente estudo busca identificar as barreiras para a inserção de fontes renováveis nos Sistemas Isolados brasileiros e apontar propostas de políticas públicas que possibilitem reduzir tais barreiras, contribuindo para o menor impacto ambiental da geração de energia elétrica e para a redução de custos e, conseqüentemente, da dependência de subsídios.

Para auxiliar a seleção e a hierarquização dessas propostas, indo além das habituais avaliações técnico-econômicas, faz-se uso de métodos multicritério de apoio à decisão, por serem ferramentas reconhecidas como ideais para a modelagem de problemas em que subjetividade, incerteza e ambigüidades estejam presentes (MARTINS, 2017). Em particular, são empregados os métodos *Analytical Hierarchy Process* (AHP) e *Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS), este aliado à lógica dos conjuntos *fuzzy*, que possibilita o tratamento das incertezas presentes nos processos decisórios de escolha das alternativas.





2 SISTEMAS ISOLADOS: SITUAÇÃO, DIFICULDADES, IMPACTOS E SUBSÍDIOS

O suprimento de eletricidade para os Sistemas Isolados na região Norte do Brasil constitui um problema de difícil solução. Os sistemas de pequena escala apresentam custos elevados e inúmeras dificuldades logísticas para o suprimento do óleo diesel (NASCIMENTO *et al.*, 1999).

Grupos geradores a diesel têm sido empregados no atendimento a Sistemas Isolados e regiões remotas ao redor do mundo durante muitas décadas, sobretudo por sua simplicidade e baixo custo de instalação. Esses sistemas requerem uma pequena quantidade de operadores, podendo até ser controlados remotamente. Têm flexibilidade para acompanhar as variações das cargas e podem operar por longos períodos continuamente. A manutenção desses sistemas é dominada na região Norte do país, e existem fabricantes no Brasil, com disponibilidade de peças de reposição e pessoal qualificado para executar os serviços. A principal desvantagem da geração com combustível fóssil reside no custo da geração, que pode atingir 1.300 R\$/MWh (BARRETO, 2008).

Como o combustível não é produzido na mesma localidade em que é utilizado, os sistemas dependem de uma complexa logística de abastecimento, especialmente na região amazônica, dependendo por vezes de modais diferentes (fluvial e rodoviário) e submetendo-se às condições climáticas sazonais de cheias e secas dos rios. Por esta razão, em algumas localidades, há a necessidade de se armazenar combustível por longos períodos, podendo chegar a seis meses (EPE, 2016b).

2.1 Impactos socioambientais da geração nos Sistemas Isolados

A produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados representa uma atividade econômica de grande relevância para essas localidades, razão pela qual muitas cidades cresceram em torno das usinas, que, por sua vez, se tornaram fonte de impactos socioambientais, como, por exemplo, ruído e emissões de dióxido de carbono (CO_2), óxidos de enxofre (SO_2 ou SO_3), além de outros gases causadores de efeito estufa, como CH_4 e NO_x .

O teor de enxofre é reconhecido como indicador da boa qualidade do diesel, levando à redução da vida útil do motor e a emissões de material particulado e de óxidos de enxofre, causadores de “chuvas ácidas” (ANP, 2018a).



A Resolução ANP nº 65/2011 determina que o óleo diesel para uso rodoviário pode ser do tipo S10 ou S500, mas, quando utilizado para geração de energia elétrica, o diesel pode ser do tipo S1800, ou seja, com teor de enxofre máximo de 1.800 mg/kg. Portanto, o combustível utilizado na geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados tem um potencial poluidor maior do que seu similar usado em veículos automotores.

Por outro lado, a adição de biodiesel ao diesel fóssil tende a amenizar tais impactos. Essa mistura foi inicialmente aplicada no Brasil em 2004, em caráter experimental, passando por um aumento gradativo de mistura obrigatória, hoje em 11%.

No que diz respeito às emissões de gases de efeito estufa (GEE), segundo o IPCC (2011), a geração de energia elétrica a partir de óleo (diesel ou combustível) representa o segundo maior nível de emissões, perdendo apenas para o carvão.

De acordo com a EPE (2018a), a elevada participação do diesel faz com que a geração nos Sistemas Isolados seja altamente intensiva em emissões. A título de comparação, as emissões do SIN no ano de 2017 foram de 44,5 MtCO₂eq (milhões de toneladas de CO₂ equivalente). Para os Sistemas Isolados, em 2019, foram estimados cerca de 2,94 MtCO₂eq. Com isso, a intensidade de emissões, medida em tCO₂eq/MWh, dos Sistemas Isolados é 7,4 vezes superior à do SIN. Por outro lado, em termos absolutos, as emissões nos Sistemas Isolados representam somente 0,5% daquela decorrente da queima de combustíveis, contemplando os diversos setores econômicos no país.

2.1.1 Relação da população com as usinas

Notadamente, o acesso à energia elétrica atua como um vetor de desenvolvimento de uma sociedade. O macrovetor técnico determinante da produtividade média do trabalho humano é a disponibilidade de energia por habitante. A disponibilidade de energia tem o poder de veto ao crescimento de investimentos produtivos e à ampliação dos suportes materiais do bem-estar (LESSA, 2005).

Nas comunidades do interior da região Norte, a geração de energia elétrica é determinante para a economia local, sendo fonte de renda e emprego para boa parte da população. Por essa razão, nas últimas décadas, muitas vilas cresceram ao redor das usinas termelétricas, como ilustram as figuras 2 e 3, o que trouxe problemas frequentes relacionados à poluição sonora e ambiental.





No município de Parintins, um dos maiores Sistemas Isolados do estado do Amazonas, entrevistas com a população apontaram uma percepção generalizada de que a atual geração de eletricidade era cara, poluente e dependia de máquinas sucateadas. Muitas pessoas também reclamaram dos furtos e vazamentos de combustível, sugerindo o uso de fontes renováveis para minimizar esses problemas (IE-PUC, 2011).



Fonte: Google Maps.

Figura 2. Imagem área de Careiro da Várzea-AM (usina em destaque)



Fonte: Arquivo pessoal.

Figura 3. Casas próximas à usina de Careiro da Várzea-AM



2.2 Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

Dado o elevado custo da geração nos Sistemas Isolados e o baixo poder aquisitivo da população, o fornecimento de energia elétrica nessas localidades depende de subsídios diretos, custeados por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), um encargo pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica.

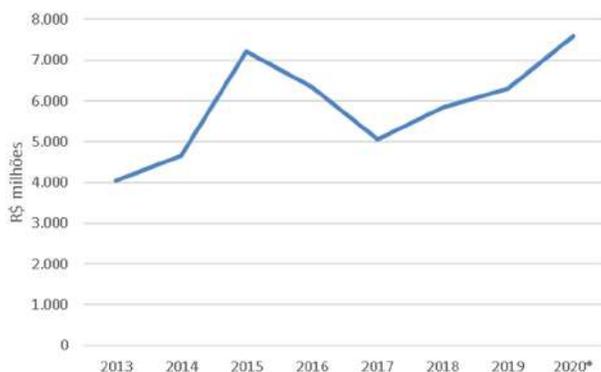
A CCC foi criada inicialmente com o objetivo de ratear os custos com combustíveis utilizados no SIN, mas desde 1992 é usada para abarcar os custos de combustíveis dos Sistemas Isolados. Esse subsídio visa garantir o acesso à energia elétrica a preços razoáveis para a população dessas áreas. Bajay e Frota (2004), porém, argumentam que a CCC representa um mecanismo ineficiente de redistribuição de renda.

De maneira geral, para a geração de energia elétrica, as distribuidoras com Sistemas Isolados pagam apenas o custo médio do mercado regulado (ACRmed). A diferença entre o custo total e o ACRmed é subsidiado pela CCC. Em 2018, por exemplo, o valor do ACRmed foi de R\$ 213,00/MWh (ANEEL, 2017a), enquanto o preço da energia nos Sistemas Isolados chegou a R\$ 2.000/MWh (ANEEL, 2016b).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (2019), os gastos da CCC previstos para 2020 superam R\$ 7,5 bilhões, dos quais cerca de 18% se destinam ao pagamento de impostos. A figura 4 mostra a evolução dos dispêndios da CCC.

As reduções de gastos em 2016 e 2017 se deram em função da interligação de algumas localidades isoladas ao SIN, dispensando a geração termelétrica local. No entanto, o crescimento da demanda nas localidades ainda isoladas fez com que o desembolso total da CCC voltasse a crescer a partir de 2018.





Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019).

Figura 4. Evolução dos gastos da CCC

2.3 Logística do óleo diesel na região Norte e custos

O acesso à energia elétrica na região Norte do Brasil enfrenta inúmeras barreiras e desafios logísticos. Isso se dá, principalmente, pela limitada infraestrutura rodoviária existente e pela necessidade de utilização do modal de transporte hidroviário, que, naturalmente, apresenta grande variabilidade de condições operacionais.

Pacheco (2007) consolidou as condições de navegabilidade anual, de acordo com as profundidades de calhas dos principais rios da região amazônica, mostrando que a navegação em alguns deles é impraticável durante os períodos de estiagem.

Tsuchida (2008) mapeou a cadeia logística de distribuição de óleo diesel na região Norte, desde a produção nas refinarias até o uso final, ressaltando a complexidade envolvida e a necessidade de transbordos, algumas vezes com carregamentos parciais, para atingir destinos finais, o que encarece o valor do combustível.

A inerente complexidade de distribuição de combustível numa região tão vasta, aliada às condições de navegação prejudicadas durante os períodos de estiagem, faz com que em algumas localidades seja necessário armazenar combustível por longos períodos, podendo chegar a seis meses (EPE, 2016b).

Segundo a EPE (2016a), o custo do óleo diesel em Sistemas Isolados na região Norte representa até 70% do custo total de geração.



Na maioria dos Sistemas Isolados, devido às dificuldades de transporte, o preço do diesel é muito elevado. Em Jordão (AC), por exemplo, onde o acesso fluvial é prejudicado durante os meses de estiagem, o preço do diesel pode chegar a quase R\$ 10/litro nessa época (ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO ACRE, 2013). A título de comparação, o preço médio do óleo diesel no estado na mesma época, registrado pela ANP (2018b), era de R\$ 2,286/litro.

A ANP (2006) constatou que os volumes de combustíveis consumidos pelas termelétricas dos Sistemas Isolados não coincidem com os informados pela Petrobras. Embora esse levantamento não aponte as causas dessa divergência, ele vai ao encontro dos relatos de diversos agentes que apontam frequente desvio de combustível, sobretudo na etapa de descarregamento das balsas para as usinas.

Observações dessa ordem foram registradas pelo Instituto de Energia da PUC-Rio (IE-PUC, 2011) em entrevistas com moradores do município de Parintins, que relataram desvios e comércio clandestino do diesel fornecido à usina local.

Como o combustível é subsidiado, há pouco interesse das distribuidoras em combater tais práticas. Já na geração por Produtores Independentes de Energia (PIEs), em que esses são responsáveis pela administração do combustível, entende-se que há mais incentivos para esse combate, dado que sua remuneração se dá em função da energia gerada (já contemplando os custos com combustíveis). Logo, os ganhos ou prejuízos da atividade são repassados diretamente ao empreendedor.

2.4 Tributos: como eles beneficiam a geração a diesel

O custo da geração inclui tributos estaduais e federais, que também são subsidiados pela CCC. Dentre esses tributos, destacam-se: ICMS (alíquotas de 17% a 25%, a depender do estado), PIS (0,65%), Cofins (3,00%), Imposto de Renda (25,0 %) e Cide (R\$ 50,00/m³).

Parte desses tributos incide na aquisição de combustível, enquanto outros são cobrados na venda de energia elétrica. Há também casos de incidência nessas duas etapas, com possibilidade de creditação e posterior diferimento.

Em 2017, dos R\$ 6,8 bilhões previstos para a CCC, R\$ 1,2 bilhão corresponderam a pagamentos de tributos (ELETROBRAS, 2016). Deste valor, 44 %





foram para o recolhimento de ICMS e 56% para PIS/Pasep e Cofins; 76% foram destinados ao estado do Amazonas, que recebeu da CCC cerca de R\$ 459 milhões em ICMS no ano, o que corresponde a 6% do total apurado (SERINS-AM, 2018). Portanto, há uma transferência de recursos da CCC para os estados.

Segundo a ANP (2006), em 2004, o ICMS recolhido em decorrência da compra de combustíveis para geração nos Sistemas Isolados correspondeu a 7,8% do valor total de ICMS recolhido pelos estados da região Norte, o que mostra a relevância dessa arrecadação. Exemplo desse impacto ocorreu no estado do Amapá, que após a interligação de Macapá ao SIN, em 2015, experimentou uma significativa queda na arrecadação de ICMS, como mostra a tabela 1.

Quadro 1. Arrecadação anual de ICMS no Amapá

Ano	Arrecadação com energia elétrica (R\$)	Variação (%)	Total da arrecadação ICMS (R\$)	Variação (%)
2014	46.721.696	-	861.451.308	-
2015	47.776.661	2%	785.714.970	-9%
2016	5.052.770	-89%	700.311.920	-11%
2017	1.953.449	-61%	753.646.871	8%

Fonte: Elaboração própria a partir de Sefaz/AP (2018).

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, alterou a legislação tributária (Lei nº 8.631/1993), prevendo que o rateio do custo de consumo de combustíveis, incluindo o de biodiesel, para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, deveria incorporar os encargos e tributos incidentes, com percentuais decrescentes ao longo do tempo, iniciando em 100% para o ano de 2004 e chegando a zero por cento a partir de 2009. Com isso, era de se esperar que os impostos que tanto oneram a CCC deixassem de ser custeados por esse fundo. No entanto, com a promulgação da Lei nº 12.111, de 2009, essa redução gradual foi eliminada, sob o argumento de perda de receita dos estados, conforme consta no texto de Exposição de Motivos da Medida Provisória nº 466/2009. Com isso, os impostos continuam representando uma considerável parte dos gastos da CCC.



A questão tributária na cadeia produtiva de energia elétrica torna-se um pouco mais simples, e menos onerosa, no caso de geração a partir de recursos naturais, como sol e vento, por exemplo, sobre os quais obviamente não há incidência de impostos. Por não haver consumo de combustível, naturalmente deixa de existir também a arrecadação de uma série de impostos sobre esta etapa.

Considerando a importância da arrecadação de impostos sobre a comercialização de combustíveis, e dado o peso dessa atividade econômica nos estados da região Norte, a substituição da geração a diesel por outras fontes pode representar uma significativa perda de arrecadação pelas unidades federativas, razão pela qual não é de se esperar algum tipo de incentivo dos estados para a mudança de suas matrizes energéticas.

Destaca-se que no estado do Amazonas, que detém a maior quantidade de Sistemas Isolados, a questão tributária é ainda mais complexa, pois o ICMS incide não apenas sobre a aquisição de combustível (alíquota de 17%), como também na geração de energia elétrica (25%), quando feita por PIE (com possibilidade de creditamento), onerando ainda mais a CCC e acentuando o efeito de transferência de recursos.

2.5 Soluções alternativas ao óleo diesel

Como abordado anteriormente, mais de 95% da potência instalada nas usinas dos Sistemas Isolados corresponde à geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis, com alguns poucos exemplos de plantas a gás natural, biomassa ou hidrelétricas. Na busca pela mudança, devem-se analisar os casos de sucesso de geração a partir de fontes renováveis, identificando-se as razões que levaram a essa opção e replicando-se os exemplos às demais localidades.

Existem vários exemplos de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em áreas rurais ao redor do mundo. O relatório do programa Luz para Todos (MME, 2015) registra que cerca de cem mil famílias em regiões remotas do Brasil serão atendidas por essa tecnologia.

A ilha de Fernando de Noronha, importante área turística e de proteção ambiental, já era atendida por uma usina termelétrica a diesel e, desde 2014, passou a contar também com sistemas fotovoltaicos, que possibilitaram a redução do consumo de diesel, levando a uma economia anual da ordem de R\$ 1,5 milhão (FREITAS; MASCARENHAS; ALMEIDA, 2016).





A cidade de Itacoatiara, no estado do Amazonas, conta com duas usinas termelétricas: uma com capacidade instalada de 23,8 MW, com motores a diesel, e outra, que gera energia elétrica a partir da queima de biomassa (cavaco de madeira), com capacidade instalada de 9 MW. Destaca-se que esta última usina se viabilizou em função da atividade de extração legal de madeira na região, que gerava como resíduo o cavaco de madeira, cuja destinação até então era a queima a céu aberto, proibida a partir de 1998. Para dar melhor destino a essa biomassa, em 2002 foi inaugurada a usina, reduzindo o impacto da atividade madeireira e o consumo de óleo diesel. Trata-se, portanto, de um exemplo pontual, criado em resposta a um problema maior, causado por outro setor, e, por isso, de limitada replicação, restringindo-se a locais onde haja exploração legal de madeira, algo bastante sensível na região Norte.

No extremo norte do Brasil, o Sistema Isolado de Oiapoque tem sido atendido historicamente por usina termelétrica a diesel, até que um projeto alternativo baseado em uma pequena central hidrelétrica (PCH Salto Cafesoca) de 7,5 MW de capacidade venceu o leilão realizado em 2014. Durante a construção da hidrelétrica, a localidade está sendo atendida por uma nova termelétrica, mais eficiente, e por um sistema fotovoltaico de 4,3 MWp que ajuda a reduzir o consumo de combustível (ANEEL, 2017b).

Tendo por base os resultados dos leilões de energia do SIN, conclui-se que as fontes renováveis, sobretudo a eólica e a solar fotovoltaica, já são competitivas e muitas vezes correspondem a soluções de menor custo. Essa condição, porém, não se refletiu ainda nos leilões dos Sistemas Isolados. Ressalta-se que essas fontes são de caráter variável e não controlável, inviabilizando seu uso individualmente no atendimento à demanda em Sistemas Isolados. Porém, podem ser associadas a soluções de armazenamento ou a motores a diesel.

Nesse sentido, podem-se citar estudos da EPE de avaliação da atratividade econômica de soluções híbridas (diesel, solar e baterias). Com base em premissas conservadoras, estimou-se a possibilidade de redução do custo da energia em até 9% e do consumo de diesel em até 26% caso fossem adotadas tais soluções. Os estudos tomam por base o preço do óleo diesel à época e apontam que o seu aumento favorece ainda mais a viabilidade econômica dessas soluções alternativas no Acre (EPE, 2014) e no Amazonas (EPE, 2016a).

O quadro 1 resume as oportunidades e barreiras para aproveitamento de cada fonte ou tecnologia de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados no Brasil.

Quadro 2. Soluções alternativas para suprimento de energia em Sistemas Isolados

Fonte / Tecnologia	Oportunidades de aproveitamento	Barreiras para aproveitamento	Exemplos em Sistemas Isolados
Hidrelétrica	<ul style="list-style-type: none"> • Algumas corredeiras ou cachoeiras • Hidrocinética 	<ul style="list-style-type: none"> • Relevo plano na região Norte • Rios com baixa velocidade de escoamento • Sensibilidade ambiental da região amazônica • Unidades de conservação e Terras Indígenas 	<ul style="list-style-type: none"> • PCH Alto Jatapú (RR): 10 MW • PCH São Gabriel da Cachoeira (AM); 4,8 MW – em estudo • PCH Salto Cafesoca; 7,5 MW; rio Oiapoque (AP) – em estudo
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial no norte de Roraima e costa do Amapá 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial limitado na região Norte • Roraima: maior potencial em Terra Indígena • Amapá: sistemas com baixa demanda • Falta de medições anemométricas • Geração variável e não controlável 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernando de Noronha: 225 kW – Desativada
Solarfotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> • Irradiação da região Norte inferior à do Nordeste, mas ainda razoável e homogênea • Redução acentuada de custos nos últimos anos 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração variável e não controlável 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernando de Noronha: 1 MWp • Oiapoque: 4,3 MWp • Diversos SIGFIs e MIGDIs em regiões remotas
Híbrida Diesel + FV Diesel + FV + Bateria	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de aproveitamento de fontes não controláveis, sem comprometer o suprimento • Redução acentuada de custos nos últimos anos (fotovoltaica e baterias) • Redução do consumo de diesel 	<ul style="list-style-type: none"> • Requer coordenação de geração combinada para acompanhar a carga. • Sistema mais complexo, que exige mão de obra especializada. 	<p>UTE diesel + UFV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fernando de Noronha • Oiapoque



Fonte / Tecnologia	Oportunidades de aproveitamento	Barreiras para aproveitamento	Exemplos em Sistemas Isolados
Biomassa e biocombustíveis	<ul style="list-style-type: none"> Emissões evitadas de carbono Políticas existentes: PNPB (2005), ZAE-Dendê (2010), RenovaBio (2017)¹ Empresa dedicada à produção de biodiesel de óleo de palma na região Norte (Brasil Bio Fuels) Potencial de 2,5 GW (ou 17,5 TWh/ano) a partir de biomassa lenhosa residual (EPE, 2018b) 	<ul style="list-style-type: none"> Restrita a áreas degradadas ou antropizadas Potencial indutor de desmatamento na região amazônica Cavaco: dependente da exploração legal de madeira, em áreas restritas 	<ul style="list-style-type: none"> UTE Itacoatiara (9 MW): biomassa oriunda do resíduo da extração legal de madeira UTES a biodiesel (mistura parcial): 4 no Acre, 10 em Rondônia e 32 no Amazonas Biomassa de Acácia disponível para uso (26.500 ha) em Roraima (Herzog, 2007). Potencial entre 35 e 55 MW (EPE, 2017b)
Gás natural	<ul style="list-style-type: none"> Emissões de GEE e custos menores que o diesel Gasoduto Coari-Manaus Disponibilidade na Bacia do Solimões e no Campo de Azulão (AM) Possibilidade de uso de GNL, por via fluvial 	<ul style="list-style-type: none"> Fonte não renovável Falta de infraestrutura de transporte na região Norte Custo do gasoduto, subsidiado pela CCC, foi muito maior que o previsto. 	<p>UTES no Amazonas:</p> <ul style="list-style-type: none"> Anamá (2,1 MW); Anori (4,6 MW); Caapiranga (2,1 MW); Codajás (5,5 MW). Coari (37 MW) – prevista para 2019

Fonte: Elaboração do autor.

2.5.1 Experiências internacionais de geração a partir de fontes renováveis em Sistemas Isolados

Praticamente todos os países têm seus Sistemas Isolados, em diferentes condições e tamanhos, podendo ser ilhas, áreas rurais ou regiões longínquas, mas que tenham atividades econômicas fortes, como mineração ou exploração de petróleo e gás. Nessas áreas distantes das redes elétricas principais, os sistemas geralmente dependem da onerosa geração a partir de óleo diesel, que normalmente é a principal fonte (FRANKFURT SCHOOL, 2015). Nesses sistemas, é comum que o combustível seja subsidiado pelos governos de seus respectivos países.

¹ PNPB: Programa Nacional de Uso e Produção do Biodiesel; ZAE-Dendê: Zoneamento Agroecológico do Dendezeiro; RenovaBio: Política Nacional de Biocombustíveis.



De acordo com estudo da Frankfurt School (2015), o custo de geração em redes isoladas pode ser reduzido por meio da hibridização desses sistemas a diesel com a geração fotovoltaica. Com base em sete estudos de caso em diferentes países, concluiu-se que a hibridização pode reduzir o custo de geração em até 16%, dependendo das condições e cenários de preços de combustível. Os melhores resultados foram encontrados para os locais com maior população, preço de diesel mais elevado e melhor radiação solar, representando um significativo potencial de redução do custo de energia elétrica em áreas rurais e ilhas, sobretudo em países em desenvolvimento.

Um estudo similar (DAS; CLAUDIO, 2017), conduzido em cinco comunidades da região ártica do Canadá, avaliou o uso de geradores (a diesel) de velocidade variável, permitindo aumentar a penetração das fontes eólica e solar. Concluiu-se que o desenvolvimento de sistemas híbridos é sempre economicamente interessante, reduzindo o consumo de combustível (de 60% a 83%), as emissões de gases de efeito estufa (em até 89%) e o custo total de atendimento a essas localidades (de 39% a 67%).

Outro exemplo de geração híbrida em Sistema Isolado, em operação, é o das Ilhas Faroe, na Dinamarca (QUITMANN, 2018), que conta com treze turbinas eólicas (11,7 MW) e um sistema de armazenamento em bateria de íons de lítio (2,3 MW, 707 kWh), associados a geradores a diesel, para atender a uma demanda máxima de 45 MW. Nessa configuração, a geração eólica chega a atender até 80% da carga, auxiliada pela bateria, que reduz o *curtailment* (excedente de produção), diminuindo o consumo de combustível.

Em Cobija, na Bolívia, na fronteira com o Acre, opera desde 2014 um sistema híbrido diesel-solar com baterias, atingindo 40% de penetração de geração fotovoltaica. Trata-se de uma instalação em região com condições climáticas adversas (SMA, 2015), a exemplo dos Sistemas Isolados brasileiros, em que a umidade e a temperatura elevadas podem dificultar a operação das baterias.

Hafez e Bhattacharya (2012) avaliaram o dimensionamento ótimo e o planejamento de uma microrrede rural baseada em diesel e renováveis (solar, eólica e PCH), concluindo que a combinação de fontes levou ao menor custo e à menor “pegada de carbono”.

Um estudo do Rocky Mountain Institute (BUNKER; HAWLEY; MORRIS, 2016), por sua vez, analisou o suprimento de energia elétrica à ilha de Santa Lucia, na região do Caribe, atendida por geração a diesel importado, de custo



elevado (0,38 USD/kWh em 2014) e volátil. A pesquisa concluiu que a configuração ótima, sob o ponto de vista econômico, resulta no *portfolio* de geração solar e eólica, de armazenamento, de ações de eficiência energética, além da geração a diesel existente. Esses investimentos reduziriam em 42% os gastos com diesel e em 40% as emissões até 2025. Outra conclusão importante é sobre a necessidade de manutenção da geração a diesel para garantir os requisitos de reserva e confiabilidade.

No deserto da Austrália, a empresa Juwi está desenvolvendo um sistema solar de 10,6 MW aliado a 6 MW de baterias, substituindo parte da geração a diesel utilizada na atividade de mineração (PSR, 2015).

Embora os diversos estudos citados apontem a viabilidade econômica de soluções renováveis em locais isolados, a complexidade logística de atendimento dificulta a atração de investimentos. Por essa razão, a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2016), publicou um estudo sobre políticas públicas e regulação com o fim de atrair o setor privado a investir em minirredes renováveis e a acelerar o desenvolvimento de novas tecnologias. O estudo aponta que os governantes exercem papel fundamental para facilitar a atração de investimentos. Para tanto, se faz necessário agilidade na formulação de políticas e regulação, de forma a remover barreiras e a acompanhar a dinâmica de desenvolvimento das tecnologias. O relatório traz ainda exemplos de medidas adotadas em diferentes países que contribuíram para a promoção das renováveis em localidades isoladas, tais como: isenção de licenças e aprovação de tarifas para sistemas menores que 50 kW, além da simplificação dos processos para capacidades maiores (Ruanda); cobertura de custos (subsídio, ou *feed-in tariff*) às tarifas de geração (Tanzânia); concessão de geração com exclusividade (Mali); criação de fundo de apoio, administrado por bancos locais, para financiar projetos renováveis (Nepal), e redução ou isenção de impostos para essas soluções (diversos países).

3 IDENTIFICAÇÃO DE BARREIRAS ÀS FONTES RENOVÁVEIS E PROPOSTAS PARA MUDANÇA

Como discutido anteriormente, fontes renováveis já são utilizadas em alguns Sistemas Isolados do Brasil e de outros países. Adicionalmente, diversos estudos apontam a viabilidade econômica de sistemas híbridos que reduzem o consumo de diesel.



De acordo com o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, 2011), algumas políticas se mostraram efetivas e eficientes ao possibilitarem a rápida expansão de fontes renováveis. No entanto, não há uma solução padrão. Experiências mostram que diferentes políticas ou combinações de políticas energéticas podem ser mais efetivas a depender de fatores como maturidade tecnológica, disponibilidade de capital, facilidade de integração com sistemas existentes e a base de recursos renováveis locais e nacionais.

Nesse sentido, o presente capítulo busca apontar as barreiras para o uso extensivo dessas fontes nas localidades isoladas da região Norte do Brasil e propor sugestões de políticas públicas para sua maior inserção.

3.1 Barreiras culturais e de conhecimento

O capítulo 2 mostrou que as soluções a diesel têm funcionado razoavelmente bem há mais de um século nos Sistemas Isolados. Assim, é possível entender a aversão a novas tecnologias: em localidades em que se leva mais de um mês para se chegar a partir de um centro urbano, como mostrado na seção 2.3, a demora na substituição de equipamentos defeituosos poderia provocar o desabastecimento de energia elétrica, trazendo consequências sociais e financeiras.

Ainda no aspecto cultural, os operadores bem estabelecidos na região Norte são, na maioria dos casos, empresas especializadas na geração térmica a diesel. Já as empresas focadas em energias renováveis, ainda que atuem com sucesso nos leilões do sistema interligado, normalmente não conhecem os desafios logísticos da região amazônica, aumentando o risco percebido.

O rápido avanço tecnológico de determinadas fontes, associado à recente queda de custos, não tem se traduzido em mudanças nos Sistemas Isolados muito em função das barreiras culturais e mesmo do desconhecimento acerca das fontes não convencionais.

Para reverter esse quadro, **propõe-se o desenvolvimento de projetos-piloto de usinas híbridas em Sistemas Isolados de maior porte**. Nas localidades menores, nas regiões remotas, já há miniusinas fotovoltaicas com baterias em operação, atendendo pequenas vilas. Porém, são poucas as soluções similares para sistemas maiores.

Ainda que tais projetos-piloto possam ter um custo elevado, eles ajudariam a vencer a barreira cultural citada e facilitariam a disseminação do conhecimento





acerca das novas tecnologias. Com isso, os projetos seguintes se beneficiariam do conhecimento gerado, tornando-se autossustentáveis e economicamente viáveis.

3.2 Questões regulatórias e contratuais

O arcabouço regulatório que disciplina o atendimento aos Sistemas Isolados mostra-se adequado à situação atual, uma vez que busca reconhecer e subsidiar os custos da geração termelétrica a diesel. Exemplo disso é a Resolução Normativa nº 801/2017 (ANEEL, 2017c), que traz valores-limite de consumo específico de combustíveis, em litros/kWh, para fins de reembolso da CCC.

De maneira análoga, verifica-se que o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado (CCESI), aprovado pela Resolução Homologatória Aneel nº 1.733/2014, foi desenhado para usinas a diesel, como pode ser visto na fórmula de remuneração pela energia prevista nesse instrumento:

$$P_{REF} = \frac{RAF}{E} + CVU_{O\&M} + i_m \cdot \{ [x \cdot P_m + (1 - x) \cdot P_{bio}] + P_{log} + P_{trib} \} \quad (3.1)$$

Onde:

Pref = Preço de Referência, em R\$/MWh;

RAF = Receita Anual Fixa, em R\$/ano;

E = Energia Anual Gerada, em MWh/ano;

CVU_{O&M} = Custo variável de operação e manutenção, em R\$/MWh;

i_m = Consumo específico, em L/MWh;

x = Percentual de diesel após a adição de biodiesel;

P_m = Preço médio do combustível na refinaria, publicado pela ANP, em R\$/L;

P_{bio} = Preço médio do biodiesel, publicado pela ANP, em R\$/L;

P_{log} = Custo de logística de suprimento do combustível, em R\$/L;

P_{trib} = Tributos sobre o combustível, em R\$/L.



Percebe-se dos termos da equação 3.1 que, à exceção da parcela RAF, todos os demais termos destinam-se a remunerar os custos intrínsecos à geração a diesel. Assim, fontes de capital intensivo e custo variável nulo (ou próximo de zero), como a fotovoltaica e a eólica, contam apenas com a parcela RAF para remuneração e amortização do investimento, sem que se reconheçam as particularidades de cada tecnologia. Há, portanto, uma assimetria de tratamento dessas tecnologias.

Essa mesma fórmula é utilizada para fins de comparação de preços ofertados nos leilões, sendo considerados na competição os valores referenciados (data-base) ao mês anterior ao de publicação do edital. Porém, ao longo do horizonte contratual, cada um dos termos é reajustado por diferentes índices. Enquanto a parcela RAF é atualizada anualmente pelo IPCA, as parcelas P_m e P_{bio} correspondem aos valores mensais publicados pela ANP. O termo P_{trib} depende do ICMS, sendo automaticamente reajustado em caso de mudança da alíquota estadual.

Com isso, em uma usina a diesel, cujo maior custo corresponde ao combustível, praticamente não há riscos financeiros ao produtor, uma vez que sua remuneração é mensalmente atualizada a preços de mercado. No caso de usinas com remuneração dependente majoritariamente da receita fixa, pode haver risco de descolamento entre custos financeiros assumidos pelo empreendedor (custo de capital próprio e de terceiros) e o índice de inflação ao longo do horizonte contratual, o que se torna ainda mais relevante em tecnologias de capital intensivo, como a fotovoltaica ou baterias.

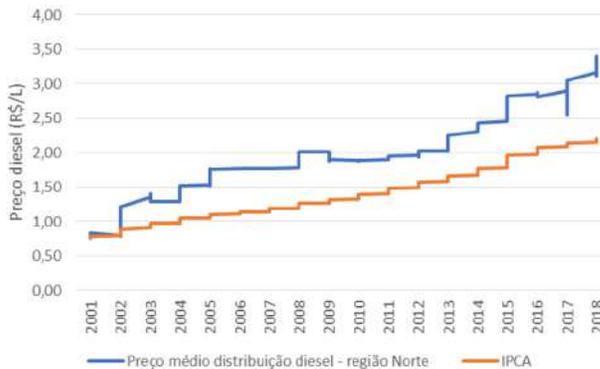
Dada a preponderância do custo de combustível no valor final da energia elétrica nas usinas a diesel, observa-se nos últimos leilões a associação de empresas geradoras a distribuidoras de combustível. Como o custo de combustível representa a maior parcela, o *core-business* passa a ser a distribuição de diesel, e não a geração de energia elétrica. Essas empresas, que dominam a complexa cadeia logística de suprimento de combustível, acabam sendo majoritárias nos consórcios e deliberando sobre a forma de geração. Assim, a introdução de fontes renováveis, que levaria à redução de consumo de diesel, vai contra os interesses dos investidores e tomadores de decisão no negócio de geração de energia elétrica.

A questão dos reajustes automáticos e frequentes das parcelas associadas ao custo de combustível leva ainda a uma segunda desvantagem das fontes renováveis: é possível que no longo prazo haja um descolamento do preço do diesel em reação à inflação. Assim, ainda que no momento inicial um projeto



puramente termelétrico apresente custo de geração similar ao de uma usina híbrida, é possível que, após alguns anos, o primeiro resulte em maior custo, dados os diferentes parâmetros de reajuste.

Para melhor avaliar essa questão, o gráfico da figura 5 apresenta a evolução do preço médio de distribuição do diesel na região Norte, comparado à variação do IPCA no mesmo período. Percebe-se que o valor de revenda do combustível sofreu um descolamento positivo em relação à inflação em 2002. A partir de então, as linhas seguem quase que paralelas. Destaca-se, porém, que esse fato pode ser creditado à política de controle de preços de combustíveis praticada pelo governo federal no período, que, embora tenha visado minimizar os impactos no setor de transporte, acabou por subsidiar a geração termelétrica. De toda forma, fica evidente o descolamento entre a variação histórica dessas duas variáveis, ou seja, o custo do combustível subiu mais que a inflação no período.



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018c) e IBGE (2018).

Figura 5. Preço médio do diesel na região Norte e variação do IPCA

Uma possível solução pra minimizar o impacto da alta nos preços de combustível no custo futuro da energia seria **atualizar todo preço de referência pelo IPCA**, por exemplo. Não haveria, assim, reajustes automáticos em função dos preços do diesel. Pela proposta, qualquer usina, mesmo aquelas a diesel, seguiria essa forma de remuneração, dando um tratamento isonômico para as diferentes tecnologias. **Com isso, o risco associado à variação futura do preço do combustível seria alocado ao gerador**, que faria suas projeções para o período contratual e precificaria o risco no preço ofertado, possivelmente elevando o custo presente da geração a diesel.



O eventual descolamento entre o preço futuro do combustível e o índice de inflação, se por um lado tende a beneficiar o consumidor, traz maior risco ao gerador, estimulando-o a investir em soluções de menor custo variável para “hedgear” o seu negócio.

Importante destacar que os editais dos leilões facultam ao vencedor do certame alterar seu projeto após a licitação, inserindo fontes renováveis, desde que os ganhos financeiros decorrentes sejam compartilhados com os consumidores (na forma de redução de tarifa) na proporção 70%/30%.

Ainda que tal medida de compartilhamento de ganhos se mostre justa, ela tende a afastar potenciais investidores em renováveis, pois sujeita os investimentos à aprovação do órgão regulador, sem que haja critérios preestabelecidos para a avaliação da Aneel, representando um risco ao desenvolvedor. Uma forma de se incentivar a maior inserção de fontes renováveis seria **permitir ao proprietário das usinas auferir completamente os ganhos econômicos da mudança**, até mesmo em função da inovação e dos riscos envolvidos. Os consumidores e a sociedade ainda se beneficiariam pela menor emissão de gases de efeito estufa e pela menor exposição às variações do preço do combustível.

Esse posicionamento é reforçado pela Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2016), que sustenta que desenvolvedores, operadores e investidores em microrredes privadas devem poder recuperar os custos de uma operação sustentável em um tempo razoável, considerando margens de lucros compatíveis com os riscos envolvidos.

3.3 Modelos de planejamento: orientativo versus determinativo

O planejamento energético de caráter orientativo tem se mostrado exitoso no SIN, visto que as contratações nos leilões do ACR têm guardado certa aderência com as indicações dos Planos Decenais de Energia. Já nos Sistemas Isolados, embora as publicações da própria EPE sugiram a competitividade de sistemas híbridos, tais proposições não se refletiram nos resultados dos leilões, mostrando um descasamento entre planejamento proposto e realidade contratada.

Cabe ressaltar que, segundo a teoria da microeconomia, o modelo de concorrência perfeita pressupõe: (a) mercados em que nenhum participante tenha tamanho suficiente para ter o poder de mercado e definir o preço de um produto homogêneo; (b) a presença de muitos produtores e muitos consumidores; (c) o acesso igualitário, pelos agentes, a toda informação relevante, à tecnologia e



aos fatores de produção; (d) a inexistência de barreiras à entrada ou saída do mercado (STOFT, 2002).

Tais pressupostos não se aplicam perfeitamente ao mercado de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados brasileiros, pois há poucas empresas atuando nesse setor, exercendo poder de mercado, e novos entrantes enfrentam dificuldades logísticas e peculiaridades regionais. Esses fatores explicam em parte a predominância das tradicionais empresas de geração a diesel na região Norte e a dificuldade de entrada de investidores em energias renováveis, ainda que com experiência em outros locais.

Dessa forma, considerando a relação entre maturidade de mercado e expansão de novas tecnologias, **entende-se que o planejamento do atendimento a Sistemas Isolados pode assumir um caráter menos orientativo e mais determinativo**, estabelecendo metas claras de penetração de fontes renováveis nos futuros leilões.

De fato, é o que ocorre em outros mercados, como aqueles discutidos na seção 2.5.1, em que foram exemplificados casos de sucesso de uso de fontes renováveis em Sistemas Isolados de outros países. Naqueles exemplos, tais resultados derivaram de parâmetros predeterminados, tais como tecnologia a ser adotada ou nível máximo de emissões.

Assim, embora se reconheça que o planejamento orientativo busca a modicidade tarifária a partir da inteligência do mercado, entende-se que tal consideração não se ajusta aos Sistemas Isolados, nos quais a oferta e a concorrência baixas dificultam a mudança de paradigma na matriz elétrica.

Outro ponto que reforça esse argumento é o caráter locacional dos leilões de Sistemas Isolados. Enquanto nos leilões do SIN há competição entre projetos em diferentes regiões (desde que haja capacidade de conexão à rede), sem mérito quanto à sua contribuição locacional, o mesmo não é possível nos Sistemas Isolados, por definição. Dada a inexistência, nesses locais, de uma ampla rede de transmissão que conecte geração e carga, como há no SIN, a geração deve estar próxima da região a ser atendida, restringindo a oferta de projetos.

Portanto, os Sistemas Isolados estão distantes das características de um mercado de concorrência perfeita, limitando a entrada de novos atores e o aumento da competição entre eles, o que, por sua vez, dificulta mudanças no *status quo* do predomínio da geração a diesel.



3.4 Tributos e subsídios

Com relação ao subsídio custeado pela CCC, dada a ausência de mecanismos que visem à sua racionalização, como discutido na seção 2.2, propõe-se a **fixação de um valor teto para a CCC**, o que certamente daria maior previsibilidade aos seus gastos. Ademais, essa iniciativa poderia representar um estímulo para que os consumidores fossem mais parcimoniosos no consumo de energia elétrica e buscassem medidas de eficiência energética e/ou geração própria.

Conforme explicado, parte dos desembolsos da CCC destina-se ao recolhimento de tributos incidentes sobre o custo de aquisição de combustíveis e, em alguns casos, sobre a venda de energia elétrica. Destaca-se, entre tais tributos, o ICMS, cuja alíquota varia em cada estado. Assim, uma medida de racionalização dos gastos da CCC seria considerar, no custo de geração nos Sistemas Isolados, **para fins de cálculo da CCC, a unificação da alíquota de ICMS, nos diferentes estados, para os combustíveis utilizados na geração termelétrica.**

Poderia ser adotada, por exemplo, a menor alíquota atualmente praticada na região Norte: 17%, caso do Acre e do Amazonas – enquanto no Pará esse percentual chega a 25%. Essa alteração afetaria diretamente o termo P_{trib} da equação 3.1, reduzindo-o. A diferença entre o montante reembolsado e o custo efetivo poderia ser custeada pelos estados, forçando-os a reduzir o percentual cobrado ou a estimular alternativas menos dependentes do diesel.

Uma vantagem dessa proposta é que ela não depende diretamente de decisões do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que naturalmente deve se mostrar avesso a reduções de arrecadação.

3.5 Licenciamento ambiental

Apesar dos impactos ambientais de uma usina a diesel, os órgãos licenciadores estaduais e municipais da região Norte já a conhecem bem, assim como seus operadores, o que facilita o processo de licenciamento e de eventuais solicitações de condicionantes para emissão de licenças de instalação e operação.

Ainda assim, convém destacar que algumas usinas operam em estado precário, com elevados níveis de emissões e ruído, algumas vezes até mesmo sem licença válida ou sob Termos de Ajustamento de Conduta, firmados junto aos Ministérios Públicos.



Em que pese a simplicidade de um projeto fotovoltaico, a grande área requerida para sua construção (da ordem de 1 hectare para cada MWp) pode se mostrar impeditiva, sobretudo na região da floresta amazônica, onde não faria sentido desmatar para que se instalassem módulos fotovoltaicos.

No caso de aproveitamento de biomassa, por exemplo, a maior dificuldade recai sobre a disponibilidade do insumo energético, cuja atividade de extração deve ser licenciada, como, por exemplo, serrarias e extração de madeira, atividades potencialmente impactantes dos pontos de vista social e ambiental.

Aproveitamentos hidrelétricos também podem requerer processos complexos de licenciamento, a exemplo da PCH Salto Cafesoca, em implantação no rio Oiapoque, no Amapá, divisa com a Guiana Francesa. A dificuldade no licenciamento dessa usina provocou atraso no cronograma de obras. Apesar da simplicidade do arranjo dessa PCH, que dispensa o barramento do rio (faz-se um pequeno desvio na margem direita para turbinamento da água, que é restituída à calha natural logo adiante), o empreendedor enfrentou diversas dificuldades com seu licenciamento. Dentre as recomendações apontadas pelo Ibama, destacam-se: a instalação da Linha de Transmissão (LT) subterrânea, o que é usual apenas em ambientes urbanos; a construção de um sistema de transposição dos barcos no lado brasileiro, ainda que a estrutura da usina ocupe uma pequena porção da margem do rio, deixando livre a maior parte da calha natural; e a elaboração de um Plano de Mobilidade Urbana e de Transporte, apesar de a PCH estar distante da área urbana (IBAMA, 2016).

Convém mencionar que esta usina já dispunha de licença de instalação, a qual perdeu sua validade antes do início das obras. Como ela já havia sido prorrogada uma vez, coube ao empreendedor iniciar um novo processo de licenciamento, desde o início. Com isso, o primeiro processo foi desconsiderado, sendo aberto um novo, com exigências muito mais restritivas.

O rigor excessivo do órgão licenciador levou ao atraso da geração hidrelétrica e, por consequência, a maior queima de combustível fóssil para garantir o suprimento à localidade. Destaca-se que uma usina a diesel foi licenciada na mesma época, rapidamente e sem maiores dificuldades pelo órgão estadual, revelando o contrassenso daqueles que deveriam zelar por menores impactos ao meio ambiente.

Portanto, fica explícita mais uma barreira ao aproveitamento de fontes renováveis nos Sistemas Isolados: o licenciamento ambiental. Para minimizar



essa questão, é importante que os órgãos licenciadores considerem não somente o impacto localizado e isolado de determinada tecnologia de geração, mas também o de sua substituta, favorecendo aquela de menor impacto.

Assim, propõe-se a simplificação do licenciamento ambiental de usinas com geração renovável (ainda que parcialmente, no caso de projetos híbridos), de forma a facilitar a transição para uma matriz mais limpa. Essa simplificação, na prática, traduz-se em requisitos de Relatório Ambiental Simplificado (RAS), em vez de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (Rima). Também se deve buscar minimizar as condicionantes para tais projetos, tornando-as mais rigorosas quanto maior for o impacto global da solução proposta, tendo em vista não só os impactos localizados, mas também aqueles associados à cadeia logística envolvida.

3.6 Resumo das propostas

Neste capítulo foram identificadas as dificuldades e impactos da geração a diesel, bem como as oportunidades e barreiras para fontes renováveis. A partir destas constatações, foram propostas sete ações para estimular a transição para uma matriz mais limpa, a saber:

- Permitir ao gerador 100% do benefício auferido com a instalação de fontes renováveis posterior ao leilão;
- Instituir projetos-piloto de usinas híbridas em Sistemas Isolados de maior porte;
- Transferir o risco do custo do diesel ao gerador;
- Adotar um planejamento determinativo, exigindo nos leilões uma penetração mínima de fontes renováveis;
- Fixar um valor teto para subsídios pela CCC;
- Adotar uma alíquota única de ICMS para fins de ressarcimento pela CCC;
- Simplificar o licenciamento ambiental de usinas com geração renovável.

Destaca-se que a primeira proposta não foi levada para a avaliação multicritério, apresentada a seguir, por se entender que a mudança depende de uma simples deliberação da agência reguladora, não chegando a representar uma política pública.





Assim, são propostas seis políticas públicas que visam aumentar a participação das fontes renováveis nos Sistemas Isolados brasileiros. De forma a auxiliar a decisão sobre qual delas é mais relevante, ou ordená-las em função de sua eficácia, faz-se necessária uma avaliação multicritério. Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta própria, descrita no capítulo 5, cuja aplicabilidade é demonstrada no capítulo 6.

4 MÉTODOS MULTICRITÉRIO PARA AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS

A tomada de decisão representa um dos grandes desafios, sobretudo no que se refere às políticas públicas, dado o impacto que determinadas medidas podem ter na sociedade. Esse desafio torna-se ainda mais complexo quando se observa a existência de variáveis subjetivas e julgamentos de valor. Os métodos multicritério de apoio à decisão buscam proporcionar a modelagem para a solução de problemas dessa ordem, caracterizando-se como um instrumental importante e de uso crescente nos ambientes organizacionais (Mello, 2015).

No setor de energia é comum encontrar o uso de ferramentas multicritério de apoio à decisão para a seleção de tecnologias de geração. No que diz respeito a políticas públicas, há poucos estudos aplicados nesse setor, embora a literatura esteja farta de aplicações em outros setores, como o ambiental, o industrial e o turístico.

Como não foi encontrado na literatura nenhum método para avaliação e seleção de políticas públicas visando à inserção de fontes renováveis, especialmente em Sistemas Isolados, este capítulo, busca preencher tal lacuna.

4.1 Métodos multicritério de apoio à decisão sob incerteza

Segundo Martins (2017), os métodos multicritério de apoio à tomada de decisão são ferramentas reconhecidas como ideais para a modelagem de problemas em que subjetividade, incerteza e ambiguidades estejam presentes. Dentre estes métodos, destacam-se: AHP (Analytic Hierarchy Process), ELECTRE (Elimination Et Choix Traduisant la Réalité), PROMETHEE (Preference Ranking Method for Enrichment Evaluation), TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution) e MACBETH (Measuring Attractiveness by a Categorical Based Evaluation Technique).



Tais métodos podem ainda ser combinados à teoria dos conjuntos *fuzzy* (ZADEH, 1965), possibilitando o tratamento das incertezas presentes nos processos decisórios que envolvam fatores complexos e dinâmicos inerentes ao julgamento humano nas análises, a fim de auxiliar os tomadores de decisão (COWAN *et al.*, 2009).

Chang (1996), por exemplo, combinou a lógica *fuzzy* com o AHP para a seleção de professores universitários. Chen (2000) estendeu a lógica *fuzzy* ao TOPSIS, de forma a minimizar a incerteza na modelagem de situações da vida real. Kaya e Kahraman (2010) desenvolveram um método multicritério, integrando as metodologias *fuzzy* VIKOR e AHP, para o planejamento de fontes renováveis em Istambul. Liu (2014) utilizou o método *fuzzy*-AHP para avaliar fontes renováveis a partir de um índice de sustentabilidade. Trindade (2017) propôs um modelo que integra os métodos *fuzzy*-AHP e *fuzzy*-TOPSIS para monitorar e avaliar a capacidade inovativa de empresas. Martins (2017) desenvolveu um modelo *fuzzy* AHP-TOPSIS para avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

A partir dessas experiências, percebe-se que o uso de ferramentas multicritério, sobretudo se combinadas à lógica *fuzzy*, pode auxiliar a tomada de decisão sobre quais políticas públicas seriam mais eficazes para aumentar o uso de fontes renováveis nos Sistemas Isolados. Este trabalho adota o modelo AHP *fuzzy*-TOPSIS proposto por Martins (2017), que combina os benefícios da lógica dos conjuntos *fuzzy* em considerar as incertezas associadas aos processos decisórios com os potenciais dos métodos AHP e TOPSIS. O método AHP é capaz de reduzir decisões complexas a uma série de comparações pareadas e sintetizar os resultados, capturando os aspectos subjetivos e objetivos de uma decisão. Já o método TOPSIS é utilizado como opção à etapa de classificação do AHP para hierarquizar as alternativas, identificando a mais próxima da solução ideal positiva e mais distante da solução ideal negativa (TRINDADE, 2017).

4.2 Métodos multicritério para avaliação e seleção de políticas públicas

Inicialmente, a pesquisa priorizou a busca, na bibliografia, de artigos, dissertações e teses que utilizassem métodos multicritério de apoio à decisão com foco em planejamento energético e políticas públicas, de forma a embasar o desenvolvimento de um modelo capaz de avaliar as opções dessas políticas.



Os artigos encontrados foram divididos entre os que versam sobre alternativas de geração de energia elétrica (onze no total), sendo alguns aplicados a Sistemas Isolados, e aqueles que tratam de políticas públicas, considerando diferentes setores (nove no total). Os objetivos e métodos destes trabalhos são apresentados nos quadros 2 e 3, a seguir.

Destaca-se a importância de se avaliarem essas duas linhas de pesquisa (alternativas de geração e políticas públicas), de forma a preencher a lacuna existente na bibliografia e desenvolver um método de avaliação de políticas públicas voltado para o setor de energia.

O método AHP figura entre os mais frequentes, estando presente em oito dos vinte estudos, enquanto o TOPSIS é adotado em três. Além disso, três trabalhos combinaram a teoria dos conjuntos *fuzzy* para considerar as incertezas. Dado que estes são os métodos comumente adotados na literatura, eles foram conjugados em um modelo híbrido para a escolha de políticas públicas em Sistemas Isolados de energia, como será descrito no capítulo 5.

Quadro 3. Referências de avaliação de alternativas de geração com base em métodos multicritério

Autores	Objetivo	Método
Lombardi <i>et al.</i> (2016)	Analisar a modelagem de diferentes configurações de <i>microgrids</i> para Sistemas Isolados da Sibéria.	AHP
Cavallaro e Ciraolo (2005)	Avaliar a viabilidade de diferentes soluções de turbinas eólicas na ilha de Salina (Itália).	NAIADE
Tsoutsos <i>et al.</i> (2009)	Subsidiar as autoridades regionais de Creta (Grécia) na análise de composições de fontes renováveis para atender a demanda crescente de energia.	PROMETHEE I e II
Afgan e Carvalho (2002)	Definir indicadores para avaliação de sistemas energéticos que atendam critérios de sustentabilidade.	(revisão bibliográfica)
Mourmouris e Potolias (2013)	Analisar e desenvolver uma estrutura multinível para o planejamento energético e a exploração de fontes de energia renováveis na ilha de Tassos (Grécia).	REGIME
Papadopoulos e Karagiannidis (2008)	Determinar uma penetração atingível de fontes de renováveis nas ilhas de Karpathos e Kassos (Grécia).	Electre III



Autores	Objetivo	Método
Perera <i>et al.</i> (2013)	Otimizar o processo de concepção de sistemas híbridos de energia.	Fuzzy-TOPSIS
Haurant; Oberti; Muselli (2010)	Selecionar projetos fotovoltaicos mais relevantes dentre várias propostas para a ilha de Córsega (França).	ELECTRE IS
Martins (2017)	Avaliar e selecionar tecnologias para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no estado do Rio de Janeiro.	AHP-TOPSIS
Wimmler <i>et al.</i> (2015)	Destacar a diversidade de métodos disponíveis para apoio à decisão de energias renováveis em ilhas.	(revisão bibliográfica)
Wang <i>et al.</i> (2009)	Fazer a revisão bibliográfica de diversos métodos e critérios para decisão sobre energias sustentáveis.	WSM, WPM, AHP, TOPSIS, Grey relation, MCDA fuzzy, ELECTRE, PROMETHEE

Fonte: Elaboração do autor.

Quadro 4. Referências de avaliação de políticas públicas com base em métodos multicritério

Autores	Objetivo	Método
Liu <i>et al.</i> (2012)	Avaliar a relação de dependência entre várias dimensões e critérios de políticas para o turismo e sugerir melhorias para o turismo em Taiwan.	DEMATEL
Melo <i>et al.</i> (2013)	Estudar políticas públicas que promovam a disseminação da eficiência energética e fontes renováveis locais no setor de construção civil no Brasil.	PROMETHEE
Rivera-Lirio e Muñoz-Torres (2010)	Desenvolver uma metodologia baseada em lógica fuzzy aplicada à avaliação de subsídios para a indústria europeia.	fuzzy-AHP
Nagel e Nagel (1989)	Escolher ou explicar a melhor alternativa, combinação, alocação ou regra de decisão visando à proteção ambiental.	TOPSIS
Riesgo e Gómez-Limón (2006)	Analisar várias combinações de políticas para a agricultura e a irrigação (alternativas de cobranças pela água).	AHP





Autores	Objetivo	Método
Castro (2013)	Escolher a melhor política pública de incentivo à redução da informalidade no Polo de Confeção do Agreste Pernambucano.	AHP
Malta <i>et al.</i> (2017)	Identificar, caracterizar e analisar populações em situação de vulnerabilidade socioambiental no município do Rio de Janeiro.	AHP e SIG
Defechereux <i>et al.</i> (2012)	Comparar os valores dos responsáveis pelas políticas de saúde na Noruega.	Discrete choice survey
Alipour <i>et al.</i> (2018)	Avaliar políticas energéticas de longo prazo sob incerteza no Irã.	IFAHP e CBD

Fonte: Elaboração do autor.

4.3 Definição das dimensões e critérios

A adequada avaliação de alternativas de políticas públicas deve levar em consideração todas as dimensões e critérios relevantes para a decisão. Segundo Martins (2017), alguns cuidados devem ser observados na definição dos critérios e subcritérios para garantir que todas as dimensões e fatores envolvidos estejam representados de modo apropriado. Por outro lado, no que diz respeito à energia sustentável, Wang *et al.* (2009) afirmam que aumentar a quantidade de critérios não torna a tomada de decisão necessariamente mais útil e que a adoção de menos critérios é benéfica. Portanto, os critérios selecionados devem ser relevantes, mas sem repetitividade.

Liu *et al.* (2012) sustentam que os critérios levem em consideração as percepções dos formuladores de políticas (tanto dos governos quanto das comunidades) e que esses critérios possam ser tratados de forma individual e interdependente (critério a critério, e um critério em relação ao outro).

Rivera-Lirio e Muñoz-Torres (2010), ao avaliarem os subsídios para a indústria europeia por meio de métodos multicritérios, ressaltaram que o desenvolvimento sustentável deve ser considerado na definição de políticas públicas, de forma a criar um ambiente favorável ao desenvolvimento de práticas socialmente responsáveis.

De maneira similar, Georgopoulou *et al.* (1997) analisaram opções de fontes renováveis para uma ilha grega e apontaram que o planejamento energético é um problema multicritério e de múltiplos personagens, levando a pontos de



vista conflitantes. Por essa razão, os tomadores de decisão devem propor soluções que minimizem os impactos negativos sobre as dimensões ambientais, sociais e econômicas.

Alipour *et al.* (2018), ao estudarem políticas energéticas de longo prazo, sugerem que sejam consideradas as dimensões política, econômica, social, tecnológica, legal e ambiental, além de critérios que avaliem a robustez das alternativas. Trata-se, portanto, de um problema multidimensional, com muitos critérios qualitativos de difícil previsão e elevada incerteza. Nessas circunstâncias, os especialistas podem não dispor de conhecimento suficiente ou hesitar em escolher determinadas alternativas.

O quadro 4 apresenta o mapeamento dos critérios adotados em alguns estudos importantes.

Quadro 5. Critérios adotados em trabalhos relevantes na literatura

Autores	Dimensões/Critérios
Liu <i>et al.</i> (2012)	Recursos turísticos, ambiente industrial, ambiente socioeconômico, segurança
Melo <i>et al.</i> (2013)	Experiência prévia, impactos demonstrados, facilidade de implementação, potencial de transformação do mercado, custo para a sociedade, custo para o consumidor, compatibilidade com os objetivos estratégicos do governo
Nagel e Nagel (1989)	Aumento de benefícios de decisões corretas, redução de custos de decisões corretas, aumento de custos de decisões erradas, redução de benefícios de decisões erradas, aumento da probabilidade de benefícios e custos
Riesgo e Gómez-Limón (2006)	Econômico, social, ambiental
Castro (2013)	Expansão do microcrédito, redução de impostos, aumento da fiscalização
Malta <i>et al.</i> (2017)	Socioeconômico, infraestrutura, ambiental, saúde e segurança
Defechereux <i>et al.</i> (2012)	Custo-efetividade, benefícios individuais, severidade, grupo-alvo, propensão ao subsídio, número de beneficiários
Alipour <i>et al.</i> (2018)	Político, econômico, social, legal, ambiental, tecnológico, robustez



Autores	Dimensões/Critérios
Martins (2017)	Técnico, ambiental, econômico, social, político
Wimmler <i>et al.</i> (2015)	Técnico, econômico, ambiental, social

Fonte: Elaboração do autor.

A revisão da literatura revela que as avaliações de políticas públicas baseiam-se principalmente nos aspectos econômico, social, político, técnico, ambiental e de robustez, conforme apresentado no quadro 4. No que diz respeito aos Sistemas Isolados, considera-se relevante a confiabilidade do suprimento e a sustentabilidade da geração por meio de fontes mais limpas.

De forma a delimitar as dimensões e os critérios do modelo para avaliação de políticas públicas com vistas à inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados, analisaram-se os diversos critérios adotados nos trabalhos de referência. A partir daí, foram definidas seis dimensões e dezoito critérios para a presente avaliação, agrupados conforme o quadro 5.

Quadro 6. Dimensões e critérios propostos com base na literatura

Dimensões	Critérios
Econômica	Potencial de transformação do mercado
	Custo para a sociedade
	Aumento de subsídios/encargos
	Arrecadação de impostos
Social	Aceitação social
	Acesso à energia elétrica
	Desenvolvimento local
Robustez	Experiência prévia
	Dificuldade de implementação
	“Possibilidade/Facilidade” de monitorar e avaliar as políticas
	Impactos previstos



Dimensões	Critérios
Política	Alinhamento com os acordos internacionais
	Alinhamento com as políticas nacionais
	Riscos políticos
	Governança pública e sustentabilidade do setor
	Dependência externa
Técnica	Confiabilidade do fornecimento de energia
Ambiental	Impacto ambiental

Fonte: Elaboração do autor.

As definições adotadas para cada dimensão, descritas a seguir, foram informadas aos especialistas consultados.

- **Econômica:** impactos econômicos, diretos e indiretos, que a adoção de determinada política pública pode causar à sociedade.
- **Social:** contribuição das políticas públicas no desenvolvimento social, ou seja, o quanto a sociedade, sobretudo, a local, se beneficia.
- **Robustez:** aplicabilidade e razoabilidade da política e possibilidade de mensuração de seus efeitos, de forma a garantir os resultados desejados.
- **Política:** alinhamento da proposta com o cenário político global e setorial. Inclui o nível de exposição às influências políticas que possam distorcê-la ou prejudicar sua aplicação.
- **Técnica:** dado que as políticas públicas propostas devem levar à adoção de novas tecnologias, avalia-se o impacto dessa mudança no fornecimento de energia elétrica.
- **Ambiental:** interações de cada alternativa com o meio ambiente e os principais impactos decorrentes de sua adoção.





5 MODELO AHP-FUZZY-TOPSIS PARA AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS

Este modelo foi desenvolvido a partir do proposto por Martins (2017), de avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, com base em um modelo *fuzzy* AHP-TOPSIS. Também foram adotados alguns conceitos apresentados por Liu *et al.* (2012), que desenvolveram um modelo para avaliação de políticas públicas visando aumentar o turismo em Taiwan.

Trata-se, portanto, de um modelo conceitual genérico para seleção de políticas públicas, ou seja, ele não se restringe àquelas que buscam a inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados – o que será objeto de aplicação do modelo no capítulo seguinte, a partir dos métodos aqui apresentados e dos critérios discutidos na seção 4.3.

Na primeira fase (AHP) são estabelecidos os pesos para as dimensões e critérios de avaliação de políticas públicas, enquanto na segunda fase (*fuzzy*-TOPSIS) essas políticas são hierarquizadas, em função de sua contribuição para a inserção de fontes renováveis em Sistemas Isolados.

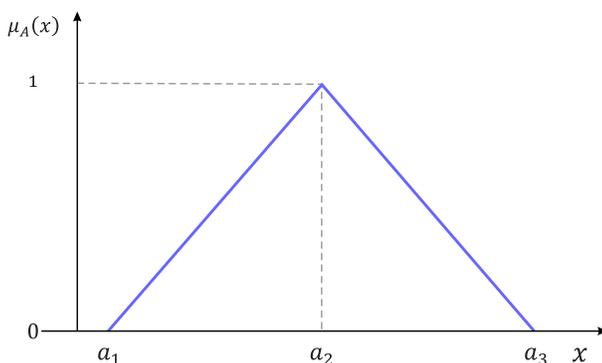
A teoria de conjuntos *fuzzy* e a lógica *fuzzy* fornecem um ferramental matemático para lidar com os problemas em que há imprecisão e ausência de critérios bem definidos. Segundo Martins (2017), um conjunto *fuzzy* F atribui a cada elemento do universo um valor entre 0 e 1, que representa o grau de pertinência de um conceito impreciso ao conjunto *fuzzy*. Este valor de pertinência é definido pela equação 5.1.

$$F = \{(x, \mu(x)) / x \in U\} \quad (5.1)$$

Segundo O. Souza (2010), os números *fuzzy* mais comuns são os triangulares, gaussianos e trapezoidais. No presente modelo, o número *fuzzy* triangular, como mostrado na figura 6, foi adotado como variável de quantificação e operações aritméticas, tendo a seguinte função de pertinência:



$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, & x \leq a_1 \\ \frac{x - a_1}{a_2 - a_1}, & a_1 \leq x \leq a_2 \\ \frac{a_3 - x}{a_3 - a_2}, & a_2 \leq x \leq a_3 \\ 0, & x \geq a_3 \end{cases} \quad (5.2)$$



Fonte: Martins (2017).

Figura 6. Número fuzzy triangular $A=[a_1, a_2, a_3]$

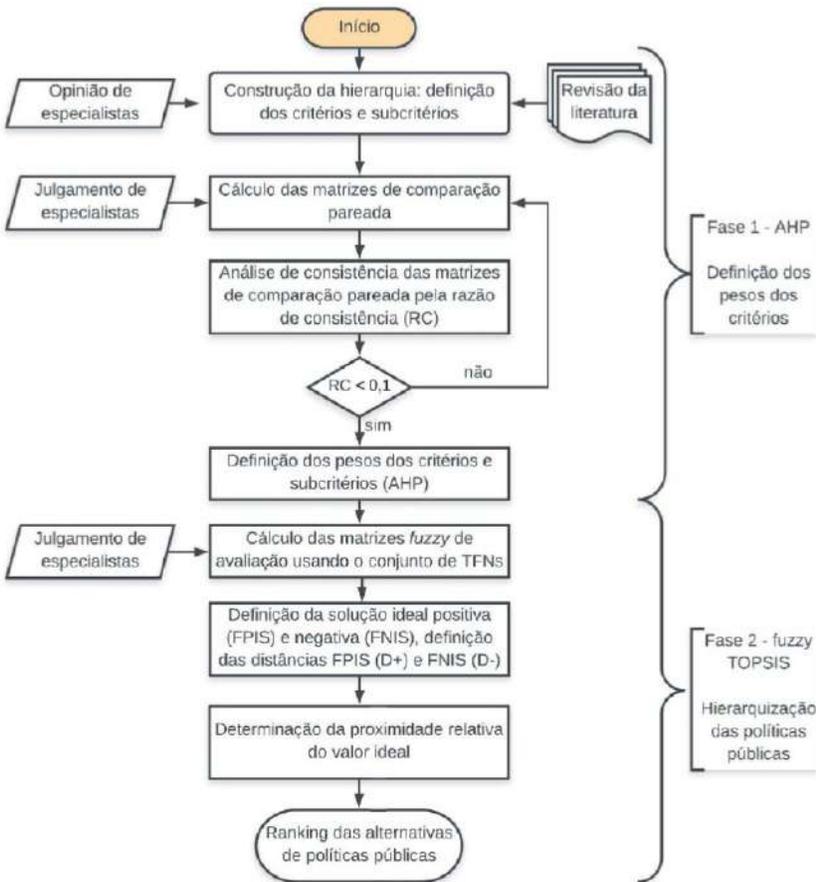
Na figura 6, o eixo x contém os parâmetros que definem o triângulo (a_1 , a_2 , a_3) e o eixo y representa o grau de pertinência para cada valor de x .

O número fuzzy triangular foi escolhido por representar de modo adequado os dados utilizados neste trabalho, assim como feito por Rivera-Lirio e Muñoz-Torres (2010), Perera *et al.* (2013), Martins (2017), Trindade (2017) e Alipour *et al.* (2018).

5.1 Visão geral do modelo

A figura 7, a seguir, mostra a representação gráfica do modelo de avaliação e seleção de políticas públicas, dividido em duas fases. A primeira, AHP, possui quatro etapas e visa definir pesos para cada dimensão e critério. A segunda fase, fuzzy-TOPSIS, visa à ordenação das alternativas.





Fonte: Elaboração do autor.

Figura 7. Modelo AHP-fuzzy-TOPSIS para avaliação e seleção de políticas públicas

5.2 Descrição da fase I – AHP

Desenvolvido por Thomas L. Saaty na década de 1970, o AHP (Analytic Hierarchy Process) é um dos métodos de apoio à decisão mais disseminado, podendo ser aplicado tanto em decisões simples quanto em problemas complexos, em diferentes áreas, para solucionar problemas relacionados à seleção e à avaliação subjetiva de alternativas.

O fundamento do método AHP é a decomposição e a síntese das relações entre critérios. Dessa forma, é possível chegar a uma priorização que estará

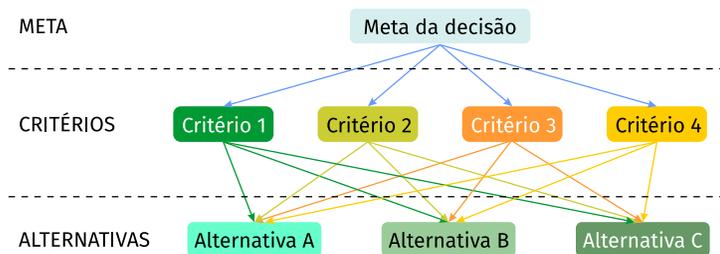


mais próxima da melhor resposta de medição única (SAATY, 1991). Resumidamente, a ideia central da teoria é o estudo de sistemas a partir de uma sequência de comparações aos pares, transformando um problema maior em avaliações mais simples e de menor importância. Em outras palavras, o problema complexo é dividido em outros menores e, quando eles forem solucionados um a um e posteriormente somados, devem representar a decisão a ser tomada para a resolução do problema inicial.

De acordo com Saaty (1991), as comparações por pares são a forma mais racional de realizar os julgamentos, já que assim se captura tanto as medidas objetivas quanto as subjetivas, indicando a intensidade de domínio de uma dada alternativa em relação à outra. Além disso, permite a avaliação de aspectos quantitativos e qualitativos do problema, minimizando as falhas nas tomadas de decisão.

No entanto, estudos na área da economia comportamental mostram que frequentemente são observados vieses sistemáticos no julgamento de decisões, levando a preferências intuitivas que violam consistentemente as regras da escolha racional. De maneira geral, as pessoas se apoiam em um número limitado de princípios heurísticos que reduzem as tarefas complexas de avaliar probabilidades e prever valores a operações mais simples de juízo (KAHNEMAN, 2012).

A figura 8 ilustra os elementos hierárquicos da resolução de problemas de decisão por meio do AHP.



Fonte: Saaty (1991).

Figura 8. Exemplo de estrutura hierárquica de problemas de decisão (em três níveis)

Cabe ressaltar que, no modelo aqui proposto, a etapa de escolha das alternativas está baseada na teoria *fuzzy-TOPSIS*, sendo abordada na seção seguinte.

Para avaliar o nível de importância de cada critério e subcritério nas comparações pareadas, Saaty (1991) definiu uma escala, de 1 a 9, mostrada no quadro 6, que busca capturar a subjetividade dos julgamentos dos especialistas. Assim,



no julgamento por comparação pareada, os especialistas devem indicar, por meio desta escala, qual dos dois elementos é o mais importante e com qual intensidade ele é mais importante, à luz do objetivo pretendido.

Ao critério mais importante se atribui um valor inteiro e ao menos importante o valor inverso, obtendo-se uma matriz quadrada, recíproca e positiva, como mostra a figura 9.

Quadro 7. Escala de Saaty

Nível de importância	Definição	Explicação
1	Mesma importância	Os dois atributos contribuem igualmente para o objetivo.
3	Importância moderada de uma sobre a outra	A experiência e o julgamento favorecem levemente um atributo em relação ao outro.
5	Importância grande ou essencial	A experiência e o julgamento favorecem fortemente um atributo em relação ao outro.
7	Importância muito grande ou demonstrada	Um atributo é muito fortemente favorecido em relação ao outro; sua dominação de importância é demonstrada na prática.
9	Importância absoluta	A evidência favorece um atributo em relação ao outro com o mais alto grau de certeza.
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre os valores adjacentes	Quando se procura uma condição de compromisso entre as duas definições.

Fonte: Saaty (1991).

Matriz A

	A	B	C	D
A	1	5	6	7
B	1/5	1	4	6
C	1/6	1/4	1	4
D	1/7	1/6	1/4	1

Fonte: Saaty (1991).

Figura 9. Exemplo didático de matriz de julgamentos AHP



No exemplo da matriz da figura 9, o critério A é preferível ao critério C, sendo atribuídos ao primeiro o grau de importância 6 sobre o segundo. Logo, C em relação a A recebe o valor inverso, 1/6, nessa comparação pareada. A partir desta matriz, obtém-se o vetor de prioridades, ou pesos, a partir do cálculo do autovetor normalizado do máximo autovalor.

Em seguida, faz-se a análise de consistência das matrizes de comparação pareadas, por meio da Razão de Consistência (RC), para se medir o quanto os julgamentos foram consistentes em relação a grandes amostras de juízos aleatórios. A RC é uma medida para avaliar a probabilidade de os julgamentos terem sido realizados puramente ao acaso. Por exemplo, um $RC = 0,3$ diz que há 30% de chance de o especialista responder às perguntas aleatoriamente (MELLO, 2015).

Para calcular a RC é necessário, primeiramente, chegar a λ_{max} , que representa o maior autovalor da matriz A, obtido a partir da equação 5.3.

$$Aw = \lambda_{max}w \quad (5.3)$$

Onde:

A é a matriz de prioridades;

w é o vetor de prioridades.

Após calcular λ_{max} , deve-se obter o Índice de Consistência (IC), conforme equação 5.4, em que “n” é o número de critérios ou alternativas.

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (5.4)$$

Em seguida, determina-se o Índice Randômico (IR), que é um valor tabelado de consistência aleatória, conforme tabela 2.

Tabela 1. Índice de consistência aleatória (IR)

Tamanho n	1	2	3	4	5	6	7	8
IR	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40

Fonte: Martins (2017).

Por fim, calcula-se a RC, dada por:

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (5.5)$$

Segundo Saaty (1991), a inconsistência é um fato inerente ao ser humano e, portanto, deve existir uma tolerância para a sua aceitação, sendo proposta a admissão de julgamentos que gerem uma inconsistência com $RC < 0,1$.

Finalmente, tendo sido obtidos valores de RC aceitáveis, devem-se calcular os pesos relativos de cada dimensão e critério, por meio da multiplicação das matrizes de prioridades, conforme equação 5.6.

$$F(a) = \sum_{j=1}^n w_j v_j(a) \quad (5.6)$$

Onde:

$F(a)$ é o valor final de alternativa a ;

w_j é o peso do j -ésimo critério;

v_j é o desempenho da alternativa em relação ao j -ésimo critério.

5.3 Descrição da fase II – Fuzzy-TOPSIS

A partir dos pesos calculados na fase I, pode-se iniciar a fase II – *fuzzy-TOPSIS*, na qual os valores de cada dimensão e critério são fornecidos pelos especialistas, no processo de avaliação de cada política pública. Propõe-se que o método *fuzzy-TOPSIS* seja utilizado, em função da incerteza inerente ao ambiente de decisão, conforme descrição de Chen (2000). Para esta classificação vaga e subjetiva, é comumente usada a escala Likert de cinco pontos, mostrada na tabela 3, na qual cada ponto representa um nível de maturidade, e, consequentemente, cada nível recebe um valor numérico triangular *fuzzy*, como proposto por Martins (2017), cuja dissertação serviu de base para o equacionamento do método híbrido *fuzzy-TOPSIS* aqui utilizado.

Tabela 2. Termos linguísticos e respectivos valores numéricos para os critérios qualitativos

Descrição	Grau de aplicação da política pública
Muito baixa (MB)	1
Baixa (B)	2
Média (M)	3
Alta (A)	4
Muito alta (MA)	5
Não aplicável (NA)	-

Fonte: Elaboração do autor.

A exemplo da aplicação do método AHP, para definição dos pesos dos critérios de decisão, o emprego do método *fuzzy*-TOPSIS também requer a participação de especialistas (decisores) para julgar o grau de atendimento de cada indicador aos critérios de decisão previamente ponderados pelo método AHP.

A literatura não define uma quantidade **mínima** de especialistas a serem consultados, sendo desejável o maior número possível, de forma a se obterem avaliações mais robustas. Deve-se, porém, concentrar as consultas naqueles que realmente entendam do assunto estudado e que tenham disponibilidade de responder à consulta adequadamente, para não comprometer a qualidade dos julgamentos.

Registradas as notas atribuídas pelos especialistas, convertem-se os valores para números triangulares *fuzzy*, como mostra o quadro 7, proposto em Chen (2000), porém com escala *fuzzy* triangular.

Quadro 8. Termos linguísticos e correspondentes números *fuzzy* triangulares para avaliação quantitativa dos indicadores

Grau de atendimento ao critério	Termo linguístico	Escala <i>fuzzy</i> triangular
1	Muito baixa (MB)	(1, 1, 1)
2	Baixa (B)	(1, 2, 3)
3	Média (M)	(1, 3, 2)
4	Alta (A)	(2, 4, 3)
5	Muito alta (MA)	(5, 5, 5)

Fonte: Adaptação de Chen (2000).

Aos termos linguísticos fornecidos pelos especialistas (DM_r), agregam-se números *fuzzy* triangulares, conforme escala apresentada no quadro 6.

A equação 5.7 deve ser usada para agregar as pontuações atribuídas às alternativas (A_i). Nesta equação, \tilde{X}_{ij} refere-se ao grau de atendimento ao critério C_j ($j = 1, \dots, m$), atribuído à alternativa A_i ($i = 1, \dots, n$), avaliado pelo decisor DM_r ($r = 1, \dots, k$).

As avaliações dos pesos dos critérios são agregadas usando-se a equação 5.8, na qual \tilde{W}_j corresponde ao peso do critério, dado por DM_r .

$$\tilde{X}_{ij} = \frac{1}{K} [\tilde{x}_{ij}^1 + \tilde{x}_{ij}^r + \dots + \tilde{x}_{ij}^k] \quad (5.7)$$

$$\tilde{w}_{ij} = \frac{1}{K} [\tilde{w}_j^1 + \tilde{w}_j^2 + \dots + \tilde{w}_j^k] \quad (5.8)$$

A partir dos termos linguísticos e respectivos valores *fuzzy*, a matriz de decisão *fuzzy* \tilde{D} é construída, conforme equação 5.9.



$$\tilde{D} = \begin{matrix} A_1 \\ \vdots \\ A_i \\ \vdots \\ A_n \end{matrix} \begin{bmatrix} C_1 & C_2 & \dots & C_j & \dots & C_m \\ \tilde{x}_{11} & \tilde{x}_{12} & \dots & \tilde{x}_{1j} & \dots & \tilde{x}_{1m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \tilde{x}_{i1} & \tilde{x}_{i2} & \dots & \tilde{x}_{ij} & \dots & \tilde{x}_{im} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \tilde{x}_{n1} & \tilde{x}_{n2} & \dots & \tilde{x}_{nj} & \dots & \tilde{x}_{nm} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Onde:

A_n são as alternativas;

x_{mn} são os valores apontados pelos especialistas.

Em seguida, a matriz \tilde{D} deve ser normalizada, utilizando-se uma escala de transformação linear. A matriz normalizada \tilde{R} é dada pela equação 5.10, sendo \tilde{r}_{ij} obtido por meio das equações 5.11 ou 5.12 (correspondentes aos casos de critérios de benefício ou de custo).

$$\tilde{R} = [\tilde{r}_{ij}]_{m \times n} \quad (5.10)$$

$$\tilde{r}_{ij} = \left(\frac{l_{ij}}{u_j^+}, \frac{m_{ij}}{u_j^+}, \frac{u_{ij}}{u_j^+} \right) \quad (5.11)$$

sendo $u_j^+ = \max_i u_{ij}$ (critérios de benefício)

$$\tilde{r}_{ij} = \left(\frac{l_j^-}{u_{ij}}, \frac{l_j^-}{m_{ij}}, \frac{l_j^-}{l_{ij}} \right) \quad (5.12)$$

sendo $l_j^+ = \min_i l_{ij}$ (critérios de custo)

Para a obtenção da matriz normalizada e ponderada \tilde{V} , utiliza-se a equação 5.13, por meio da multiplicação dos pesos \tilde{w}_j pelos elementos \tilde{r}_{ij} da matriz normalizada, de acordo com a equação 5.14.

$$\tilde{V} = [\tilde{v}_{ij}]_{m \times n} \quad (5.13)$$

$$\tilde{v}_{ij} = \tilde{r}_{ij} * \tilde{w}_j \quad (5.14)$$



O próximo passo da aplicação do método *fuzzy*-TOPSIS é calcular a solução ideal positiva *fuzzy* (Fuzzy Positive Ideal Solution, FPIS, A^+) e a solução ideal negativa (Fuzzy Negative Ideal Solution, FNIS, A^-), conforme as equações 5.15 e 5.16, nas quais $\tilde{v}_j^+ = (1, 1, 1)$ e $\tilde{v}_j^- = (0, 0, 0)$.

$$A^+ = \{ \tilde{v}_1^+, \tilde{v}_j^+, \dots, \tilde{v}_m^+ \} \quad (5.15)$$

$$A^- = \{ \tilde{v}_1^-, \tilde{v}_j^-, \dots, \tilde{v}_m^- \} \quad (5.16)$$

Para o cálculo da distância D_i^+ entre os valores de FPIS e as pontuações das alternativas da matriz \tilde{V} , deve-se usar a equação 5.17. Analogamente, o cálculo da distância D_i^- entre os valores FNIS e as pontuações das alternativas deve ser realizado conforme equação 13.

Nas equações 5.17 e 5.18, $d(\tilde{x}, \tilde{z})$ representa a distância entre dois números *fuzzy*, que pode ser obtida por meio da equação 5.19 (para o caso de números *fuzzy* triangulares).

$$D_i^+ = \sum_{j=1}^n d_v(\tilde{v}_{ij}, \tilde{v}_j^+) \quad (5.17)$$

$$D_i^- = \sum_{j=1}^n d_v(\tilde{v}_{ij}, \tilde{v}_j^-) \quad (5.18)$$

$$d(\tilde{x}, \tilde{z}) = \sqrt{\frac{1}{3} [(l_x - l_z)^2 + (m_x - m_z)^2 + (u_x - u_z)^2]} \quad (5.19)$$

Para cada um dos indicadores avaliados, deve-se calcular o coeficiente de aproximação CC_i com a FPSIS e a FNIS, de acordo com a equação 5.20.

$$CC_i = \frac{D_i^-}{(D_i^+ + D_i^-)} \quad (5.20)$$

Finalmente, obtém-se a hierarquização das alternativas para cada um dos critérios do modelo, pela ordem decrescente dos valores de CC_i . Quanto mais próximo de 1,0 for este valor, maior é o grau de atendimento do indicador aos critérios de decisão.



6 APLICAÇÃO DO MODELO PARA SELEÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS NOS SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS

Este capítulo busca demonstrar a aplicabilidade do modelo proposto em um caso específico: a seleção de políticas públicas nos Sistemas Isolados brasileiros, visando à inserção de fontes renováveis, de forma a validar o modelo conceitual apresentado no capítulo 5. Para tanto, descrevem-se a coleta de dados, realizada por meio de questionário submetido a especialistas, e a análise e formatação destes dados em cada etapa do modelo, discutindo-se, por fim, os resultados encontrados.

6.1 Coleta dos dados

A coleta de dados se deu por meio de consulta aos especialistas do setor de energia elétrica, de diferentes instituições (academia, empresas privadas e instituições públicas), tendo sido feita em duas etapas: na primeira foram definidos os pesos das dimensões e critérios adotados; na segunda, foram determinados os atributos de cada uma das seis alternativas de políticas públicas, considerando as seis dimensões e os dezoito critérios discutidos na seção 4.3.

A primeira etapa – definição dos pesos das dimensões e critérios – foi realizada inicialmente pelo autor e, em seguida, discutida em reunião com dois especialistas, oportunidade em que os pesos atribuídos no primeiro momento foram revistos.

O quadro 8 apresenta a estrutura hierárquica adotada nas duas etapas, evidenciando as dimensões e os critérios discutidos nesta etapa do trabalho.

Para a definição dos atributos das dimensões, na segunda etapa, elaborou-se e aplicou-se um questionário, submetido a dezenove especialistas, dos quais dez responderam à consulta, avaliando as seis políticas públicas sugeridas à luz dos dezoito critérios apresentados no quadro 8.

No questionário, utilizou-se uma escala *Likert* de cinco pontos, visando obter a opinião dos especialistas quanto ao grau de uso ou aplicação de cada dimensão em relação a cada um dos critérios, tendo sido considerados os níveis: muito baixo, baixo, moderado, alto e muito alto. Foi dada ainda a opção “não aplicável” (NA), caso o especialista consultado entendesse que a política avaliada não se aplicava a determinado critério ou não guardava relação com ele.

Quadro 9. Estrutura hierárquica do instrumento de pesquisa

Dimensões	Critérios
Econômica	E ₁ Potencial de transformação do mercado
	E ₂ Custo para a sociedade
	E ₃ Aumento de subsídios/encargos
	E ₄ Arrecadação de impostos
Social	S ₁ Aceitação social
	S ₂ Acesso à energia elétrica
	S ₃ Desenvolvimento local
Robustez	R ₁ Experiência prévia
	R ₂ Dificuldade de implementação
	R ₃ “Possibilidade/Facilidade” de monitorar e avaliar as políticas
	R ₄ Impactos previstos
Política	P ₁ Alinhamento com os acordos internacionais
	P ₂ Alinhamento às políticas nacionais
	P ₃ Riscos políticos
	P ₄ Governança pública e sustentabilidade do setor
	P ₅ Dependência externa
Técnica	T ₁ Confiabilidade do fornecimento de energia
Ambiental	A ₁ Impacto ambiental

Fonte: Elaboração do autor.



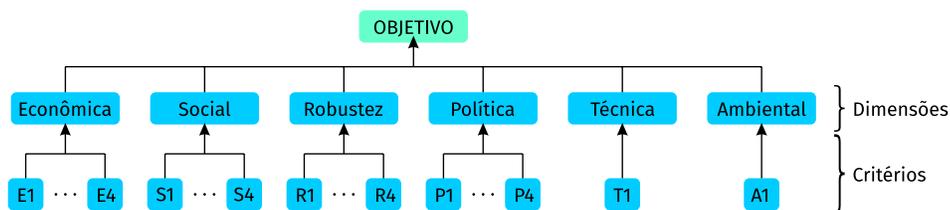
6.2 Formatação, análise e resultados

Os resultados da fase de coleta (primeira e segunda etapas) deram origem a uma série de dados a respeito das políticas públicas para a inserção de fontes renováveis nos Sistemas Isolados brasileiros, a serem hierarquizadas com a aplicação do modelo proposto no capítulo 5.

A partir desses dados, procedeu-se a uma análise preliminar dos julgamentos dos especialistas, considerando-se as razões de consistência resultantes das comparações pareadas dos critérios (primeira etapa). No caso da segunda etapa, foram analisadas a frequência e a dispersão das notas atribuídas pelos especialistas a cada política, considerando-se cada critério. Dessa forma, foi possível compor os indicadores dos pesos das dimensões avaliadas. Na sequência, os resultados desta análise preliminar foram formatados para a aplicação propriamente dita do modelo em duas fases.

6.2.1 Fase I – AHP: definição de pesos dos critérios

Como descrito na seção 5.2, inicialmente é necessário atribuir pesos aos critérios previamente estabelecidos. Para tanto, fez-se a comparação pareada entre as dimensões e entre os critérios de uma mesma dimensão. Os critérios referem-se às seis dimensões adotadas, conforme a estrutura hierárquica apresentada na figura 10.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 10. Estrutura hierárquica do modelo

Os quadros 9 e 10 mostram os resultados da comparação pareada, entre dimensões e entre critérios, respectivamente, já considerando a opinião dos especialistas consultados.

Quadro 10. Julgamento relativo de grau de importância entre dimensões

Preferência			1	2	3	4	5	6	7	8	9
Econômica	X	Social			X						
Econômica		Robustez	X		X						
Econômica		Política	X	X							
Econômica	X	Técnica		X							
Econômica	X	Ambiental				X					
Social		Robustez	X			X					
Social		Política	X		X						
Social		Técnica	X		X						
Social		Ambiental	X	X							
Robustez	X	Política			X						
Robustez	X	Técnica		X							
Robustez	X	Ambiental		X							
Política		Técnica	X		X						
Política	X	Ambiental		X							
Técnica	X	Ambiental			X						

Fonte: Elaboração do autor.

Quadro 11. Julgamento relativo de grau de importância entre critérios

Dimensões	Critérios/Preferência		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Econômica	E ₁	Potencial de transformação do mercado	X	E ₂	Custo para a sociedade						
	E ₁	Potencial de transformação do mercado	X	E ₃	Aumento de subsídios/encargos		X				
	E ₁	Potencial de transformação do mercado	X	E ₃	Aumento de subsídios/encargos	X					
	E ₂	Custo para a sociedade	X	E ₃	Aumento de subsídios/encargos		X				
	E ₂	Custo para a sociedade	X	E ₄	Arrecadação de impostos	X					
	E ₃	Aumento de subsídios/encargos	X	E ₄	Arrecadação de impostos	X					
Social	S ₁	Aceitação social		S ₂	Acesso à energia elétrica	X					
	S ₁	Aceitação social	X	S ₃	Desenvolvimento local		X				
	S ₂	Acesso à energia elétrica	X	S ₃	Desenvolvimento local		X				
	R ₁	Experiência prévia		R ₂	Dificuldade de implementação	X					
Robustez	X	R ₁	Experiência prévia	R ₃	"Possibilidade/Facilidade" de monitorar		X				
	X	R ₁	Experiência prévia	R ₄	Impactos previstos	X					
	X	R ₂	Dificuldade de implementação	R ₃	"Possibilidade/Facilidade" de monitorar		X				
	X	R ₂	Dificuldade de implementação	R ₄	Impactos previstos	X					
	X	R ₃	"Possibilidade/Facilidade" de	R ₄	Impactos previstos	X					
		P ₁	Alinhamento com os acordos internacionais	P ₂	Alinhamento com as políticas nacionais	X					
Política	P ₁	Alinhamento com os acordos internacionais	X	P ₃	Riscos políticos		X				
	P ₁	Alinhamento com os acordos internacionais	X	P ₄	Governança pública e sustentabilidade	X					
	X	P ₁	Alinhamento com os acordos internacionais	P ₅	Dependência externa	X					
		P ₂	Alinhamento com as políticas nacionais	P ₃	Riscos políticos		X				
		P ₂	Alinhamento com as políticas nacionais	P ₄	Governança pública e sustentabilidade	X					
	X	P ₂	Alinhamento com as políticas nacionais	P ₅	Dependência externa	X					
Técnica	X	P ₃	Riscos políticos	P ₄	Governança pública e sustentabilidade	X					
	X	P ₃	Riscos políticos	P ₅	Dependência externa	X					
	X	P ₄	Governança pública e sustentabilidade	P ₅	Dependência externa	X					
		T ₁	Confiabilidade do fornecimento de energia								
		A ₁	Impacto ambiental								
	Ambiental										

Fonte: Elaboração do autor.



Percebe-se nos quadros 9 e 10 que nenhuma comparação pareada resultou em grau de importância maior que 5, o que equivaleria a uma importância muito grande ou absoluta. Dessa forma, percebe-se certa equivalência de importâncias, o que dificulta a comparação e requer o uso de ferramentas adequadas para a avaliação.

Após o registro das comparações pareadas, verifica-se a coerência dos julgamentos dos especialistas, por meio da RC, permitindo verificar se as matrizes são consistentes. Para tanto, foi utilizado o *software* IPÊ 1.0, desenvolvido pela Universidade Federal Fluminense (UFF), com o objetivo de implementar o algoritmo do AHP. O uso desse *software* facilitou a análise, dado que em um primeiro momento algumas matrizes de comparação não se mostraram consistentes ($RC > 0,10$), levando à reavaliação dos julgamentos pelos especialistas, de modo rápido. A tabela 4 mostra as razões de consistência encontradas, todas com $RC \leq 0,1$. Destaca-se que as dimensões “técnica” e “ambiental” têm apenas um critério cada, e por isso, a sua RC não é calculada.

Tabela 3. Razão de consistência das matrizes de dimensões e critérios

Dimensões	Razão de Consistência (RC)
Econômica	0,092
Social	0,082
Robustez	0,109
Política	0,033
Técnica	—
Ambiental	—

Fonte: Elaboração do autor.

No passo seguinte, após o cálculo das RC, são obtidos os pesos das dimensões e critérios pelo método AHP, calculados pelo método descrito na seção 5.2 e apresentados na tabela 5. Os pesos finais, resultantes da multiplicação dos pesos dos critérios pelos pesos das respectivas dimensões serão utilizados na fase *fuzzy-TOPSIS* para hierarquizar as alternativas de políticas públicas.

Tabela 4. Pesos das dimensões e critérios calculados pelo método AHP

Dimensão	Peso dimensão	Critério	Peso critério	Peso final
Econômica	0,173	E ₁	0,089	0,02
		E ₂	0,125	0,02
		E ₃	0,376	0,07
		E ₄	0,41	0,07
Social	0,065	S ₁	0,192	0,01
		S ₂	0,131	0,01
		S ₃	0,677	0,04
Robustez	0,339	R ₁	0,461	0,16
		R ₂	0,191	0,06
		R ₃	0,126	0,04
		R ₄	0,222	0,08
Política	0,148	P ₁	0,114	0,02
		P ₂	0,114	0,02
		P ₃	0,406	0,06
		P ₄	0,287	0,04
		P ₅	0,079	0,01
Técnica	0,187	T ₁	1	0,19
Ambiental	0,088	A ₁	1	0,09

Fonte: Elaboração do autor.

Entre as dimensões, a de maior peso foi a robustez, o que mostra a importância atribuída pelos especialistas a fatores como razoabilidade da política pública, experiência prévia e dificuldade de implementação, para garantir o sucesso



da inserção de fontes renováveis nos Sistemas Isolados de maneira sustentável. Dentre os critérios desta dimensão, o R_1 (experiência prévia) destaca-se pelo elevado grau de preferência dos especialistas consultados.

A dimensão com segundo maior peso foi a técnica, seguida pela econômica, com valores próximos, mostrando a importância de que as políticas avaliadas não representem custos adicionais à sociedade e não prejudiquem o fornecimento de energia elétrica aos Sistemas Isolados. Na dimensão econômica, chama a atenção o peso do critério E_3 (aumento de subsídios/encargos), resultado dos elevados subsídios atuais na geração nos Sistemas Isolados, o que se mostra um ponto sensível na avaliação das políticas propostas.

O quarto maior peso foi atribuído à dimensão política, com destaque para o critério P_3 (riscos políticos), demonstrando a preocupação dos especialistas com o nível de exposição das políticas às influências e/ou ingerências externas que possam prejudicar a sua efetividade – como sanções regionais e interferências individuais ou de grupos econômicos/empresarias que detenham poder político, a exemplo das poucas e tradicionais empresas de locação de máquinas a diesel que dominam o mercado da região Norte.

Por fim, as dimensões ambiental e social tiveram os menores pesos, mostrando-se menos relevantes no julgamento. Há que se mencionar, no entanto, que o critério S_3 (desenvolvimento local) teve elevado peso dentre os de mesma dimensão.

Com relação aos pesos finais, destacam-se os critérios T_1 (confiabilidade do fornecimento de energia) e R_1 (experiência prévia), revelando uma preocupação dos julgadores quanto aos riscos associados à adoção de novas tecnologias de geração pouco confiáveis e quanto ao registro de ações ou políticas públicas já experimentadas.

6.2.2 Fase II – Fuzzy-TOPSIS: hierarquização das políticas públicas

Obtidos os pesos, foi possível passar à segunda fase, *fuzzy-TOPSIS*. Esses pesos deveriam ser multiplicados pelos elementos da matriz de decisão *fuzzy*, elaborada a partir dos valores apontados pelos especialistas neste segundo momento.

Para tanto, as respostas dos dez especialistas consultados foram consolidadas, contabilizando-se a quantidade de votos para cada opção, por meio da

escala *Crisp*, apresentada na tabela 3 da seção 5.3, que corresponde ao grau de importância de cada uma das políticas públicas avaliadas à luz de determinado critério, conforme exemplo mostrado na tabela 6.

Tabela 5. Exemplo de consolidação das respostas dos especialistas

S₃ Desenvolvimento local						
Política pública	Muito baixa (1)	Baixa (2)	Moderada (3)	Alta (4)	Muito alta (5)	NA
Híbridas	0	1	3	3	3	0
Risco gerador	1	3	2	2	0	2
Planejamento determinativo	0	1	1	6	2	0
Teto para subsídios	1	0	5	3	0	1
ICMS	1	2	5	1	0	1
Licença	1	1	2	3	1	2

Fonte: Elaboração do autor.

No exemplo acima, os dez especialistas julgaram as seis políticas à luz do critério S₃ (desenvolvimento local). Um especialista entendeu que a implantação da política de projetos-piloto de usinas híbridas tem baixa importância (grau 2) para o desenvolvimento local. Três entrevistados julgaram que essa importância seria alta (grau 4) e outros três entenderam que a importância é muito alta (grau 5). Já a adoção de alíquota única de ICMS, quando julgada pelo mesmo critério, foi considerada de muito baixa importância (grau 1) por um especialista, moderada (grau 3) por cinco deles e alta (grau 4) por outro.

Nesse exemplo, para cada política pública, os campos marcados de amarelo correspondem aos de maior frequência, ou seja, que mais votos tiveram, sendo considerados no modelo. Os campos de cor laranja representam os menores e maiores valores registrados na escala Likert adotada. Para cada critério avaliado elaborou-se um quadro como o da tabela 6.

A ordenação dos graus de importância foi ajustada para cada critério de forma a sempre representar uma ordem de benefício. No exemplo acima, o grau 1



significa pouca contribuição, enquanto o grau 5 representa elevado benefício. Nesse caso, três especialistas julgaram como elevada a contribuição de usinas híbridas para o desenvolvimento local. Porém, para outros critérios foi necessário inverter essa escala, dado que o grau muito baixo podia representar um elevado benefício (ou baixo custo), ao contrário do exemplo anterior.

Para definir os parâmetros a_1 , a_2 e a_3 do número *fuzzy* triangular, mostrado na figura 6, adotou-se com valor de a_1 aquele com menor importância, de a_2 o mais frequente e de a_3 o de maior importância. Ainda com base no exemplo da tabela 6, no caso da política “híbridas”, o valor de a_1 seria igual a 2 (correspondente a importância baixa), a_2 igual a 4 (alta importância, com mais votos) e a_3 igual a 5 (muito alta, com três votos).

A partir dessa definição foram formados os números *fuzzy* triangulares para cada alternativa/critério, resultando na matriz de decisão *fuzzy* (\tilde{D}), que foi normalizada, por meio de uma escala de transformação linear (equações 5.11 e 5.12), e, em sequência, ponderada pelos pesos (tabela 5), de acordo com a equação 5.14.

O passo seguinte consiste no cálculo da distância para FPIS (D^+) e para FNIS (D^-), para a determinação da solução ideal *fuzzy* positiva e negativa (FPIS e FNIS), seguindo os cálculos apresentados na seção 5.3. Foram calculadas as distâncias entre os valores padronizados e calibrados *fuzzy* e as soluções ideal *fuzzy* positiva e negativa, que correspondem, respectivamente, aos valores máximos e mínimos de cada critério. Em seguida, foram geradas as matrizes de distâncias A^+ e A^- , conforme equações 5.15 e 5.16.

Por fim, determinou-se a proximidade relativa do valor ideal *fuzzy*, por meio das distâncias totais positivas (D^+) e negativas (D^-). O resultado desse cálculo, denominado coeficiente de proximidade (CCi), é apresentado na tabela 7 e representa o índice de desempenho de cada política pública à luz das seis dimensões.



Tabela 6. Matriz de distância total positiva e negativa

Políticas públicas	Distâncias		CC _i	CC _i (%)
	D ⁺	D ⁻		
Híbridas	17,0115	1,09611	0,0605	18,4%
Risco gerador	17,1403	0,93301	0,0516	15,7%
Planejamento determinativo	17,0866	0,98065	0,0543	16,5%
Teto para subsídios	17,1624	0,91916	0,0508	15,4%
ICMS	17,1452	0,93844	0,0519	15,8%
Licença	17,0366	1,08428	0,0598	18,2%

Fonte: Elaboração do autor.

A ordenação final das políticas públicas se dá por meio do *CCi*. A política de maior *CCi* é considerada a primeira do processo de hierarquização, e assim sucessivamente, resultando na seguinte ordem:

- i. Implantação de projetos-piloto de usinas híbridas (18,4%);
- ii. Simplificação do licenciamento ambiental (18,2%);
- iii. Planejamento determinativo (16,5%);
- iv. Alíquota única de ICMS (15,8%);
- v. Transferência ao gerador do risco de volatilidade do preço do diesel (15,7%);
- vi. Teto para subsídios (15,4%).

6.3 Discussão dos resultados

A modelagem aqui proposta foi aplicada para a seleção de políticas públicas que visam aumentar a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados brasileiros, de forma a reduzir o elevado consumo de óleo diesel e os respectivos impactos econômicos, ambientais e sociais nestas localidades.



Na primeira fase da aplicação do modelo, na qual foram atribuídos pesos às dimensões e aos critérios selecionados para a avaliação, observou-se uma clara preferência pela dimensão *robustez*, seguida pelas dimensões *técnica* e *econômica*. Os critérios considerados mais importantes, já tendo em vista a ponderação pelos pesos das respectivas dimensões, foram a *experiência prévia* (R_1) e a *confiabilidade do fornecimento de energia* (T_1), denotando que devem ser buscados exemplos de políticas públicas similares já aplicadas em outros setores ou locais e que a mudança da matriz elétrica não deve prejudicar o suprimento ao consumidor final.

Com relação à hierarquização das políticas públicas propostas, realizada na fase II, a partir das respostas dadas por dez especialistas, a *implantação de projetos-piloto de usinas híbridas* foi a política de maior pontuação dentre as seis avaliadas para os Sistemas Isolados brasileiros. Estas soluções híbridas se mostram uma alternativa de transição para matrizes mais limpas e de menor custo, ao combinarem usinas a diesel com geração fotovoltaica, por exemplo. Ao passo que a geração solar contribui para a redução do consumo de combustível fóssil, a manutenção dos geradores termelétricos provê confiabilidade ao suprimento de energia elétrica, visto que a contratação de sistemas híbridos pode contemplar requisitos de potência e energia ao mesmo tempo. Essa política contribui para a inserção gradual de fontes renováveis, reduzindo também barreiras culturais e de conhecimento técnico sobre tecnologias ainda pouco exploradas nos Sistemas Isolados.

Percebe-se que os especialistas, ao julgarem essa política, atribuíram alta importância (valor mais frequente igual a 4 na escala de 1 a 5) a doze dos dezoito critérios. Também se verifica uma considerável frequência de notas 5 (muito alta) a esses critérios, sobretudo na dimensão social. Mesmo os critérios considerados menos relevantes (R_2 – dificuldade de implementação e P_3 – riscos políticos), por terem um peso moderado, contribuíram para o elevado Coeficiente de Proximidade (CCi) da política de “implantação de usinas híbridas”, levando-a ao primeiro lugar no *ranking* geral.

A segunda política mais bem avaliada foi a *simplificação do licenciamento ambiental* para projetos baseados em fontes renováveis, de forma a facilitar a substituição da geração a diesel por estas novas soluções. As dimensões consideradas mais relevantes na avaliação dessa política foram a social, a robustez e, como era de se esperar, a ambiental. Ao critério R_1 (experiência prévia) foram atribuídas as maiores notas e, como este tem elevado peso, contribuiu para levar



essa política ao segundo lugar, mostrando coerência dos resultados do modelo. Destaca-se que o *CCi* desta política foi 1,2% menor que o de usinas híbridas, representando graus de importância muito similares.

O *planejamento* setorial de caráter *determinativo*, assim como a política de usinas híbridas, também recebeu nota alta em vários critérios, porém muitos destes possuem baixo peso, como P_1 (alinhamento com os acordos internacionais), P_2 (alinhamento com as políticas nacionais) e E_1 (potencial de transformação do mercado). Com isso, o *planejamento determinativo* foi apontado como terceira política pública mais importante. Os especialistas entenderam que as regras dos leilões para Sistemas Isolados devem prever uma penetração mínima de fontes renováveis, de forma a promover tecnologias que desloquem a geração a diesel.

A adoção de uma *alíquota única de ICMS*, para fins de ressarcimento do custo de geração pela CCC, teve o quarto maior *CCi*, refletindo o julgamento dos especialistas que entendem que a aceitação social (S_1) e a governança pública e sustentabilidade do setor (P_4) são os critérios mais relevantes na análise desta política. Porém, como esses critérios têm baixo peso, e como aos critérios de maior peso (R_1 e T_1) foram atribuídas notas medianas, o *CCi* da política de ICMS resultou menor que o das anteriores.

Com um *CCi* ligeiramente menor (0,5%), a *transferência do risco da volatilidade do preço do diesel para o gerador*, ficou em penúltima colocação. Os critérios considerados mais relevantes para esta política (E_1 , S_1 , R_3 e R_4) têm pesos medianos ou baixos. Por outro lado, o critério T_1 (confiabilidade do fornecimento de energia), de elevado peso, também teve nota alta, fazendo com esta política se sobressaísse em relação à última do *ranking*. Entende-se que a preocupação dos especialistas com esse critério se deve ao elevado risco imputado ao gerador, que, em última instância, pode afetar o suprimento de energia elétrica, como abordado na seção 3.2.

A definição de um valor *teto para subsídios*, de maneira a racionalizar os dispêndios da CCC, foi considerada pelos especialistas a política de menor impacto para a inserção de renováveis nos Sistemas Isolados. Isso porque, embora tenha tido algumas notas altas em critérios de baixo peso, recebeu pontuação baixa ou mediana em todos os demais, inclusive naqueles de maior peso.

Portanto, fica evidenciada a coerência dos resultados obtidos do modelo com os julgamentos dos especialistas, restando validada a aplicação do modelo desenvolvido para avaliação de políticas públicas.



7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Como descrito ao longo deste estudo, a geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados representa, ao mesmo tempo, benefícios e problemas para a população que vive ao redor das usinas. Se, por um lado, as cidades cresceram em torno das plantas de geração, justamente por representarem um vetor de desenvolvimento econômico e social, por outro, essa proximidade levou a conflitos. Além disso, os impactos não são apenas locais, dadas as substanciais emissões diretas de gases de efeito estufa nessa atividade.

Nesse sentido, a utilização de fontes renováveis constitui um potencial redutor dos impactos socioambientais da geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, que, em sua maioria, se encontram na região amazônica e dependem de uma complexa logística de fornecimento de combustível. Os crescentes custos da geração a diesel tendem a elevar ainda mais os subsídios praticados, reforçando a importância da busca por soluções mais sustentáveis.

Dentre os desafios identificados para a maior penetração das fontes renováveis nesses sistemas, destacam-se questões tributárias, regulatórias, comerciais e culturais, para as quais foram propostas seis políticas públicas no sentido de minimizar tais barreiras, reduzir subsídios e dar maior isonomia entre diferentes tecnologias de geração.

De forma a avaliar tais políticas públicas, foi desenvolvido um modelo conceitual de apoio à decisão, baseado em métodos multicritério (AHP e TOPSIS) combinados com a teoria de conjuntos *fuzzy*, que considera a complexidade, a subjetividade e a incerteza inerentes à análise pretendida. Este modelo foi aplicado para avaliar e selecionar as alternativas de políticas públicas mais favoráveis à inserção de fontes renováveis, considerando as especificidades dos Sistemas Isolados brasileiros. As seis alternativas foram avaliadas por especialistas a partir de seis dimensões e dezoito critérios previamente definidos.

Com relação aos resultados finais alcançados, verificou-se que a política pública considerada mais relevante foi a de *desenvolvimento de projetos-piloto de usinas híbridas*, de forma a disseminar o conhecimento sobre tecnologias ainda pouco usuais nos Sistemas Isolados, mostrando a contribuição desse tipo de alternativa para a redução do consumo de diesel, sem comprometer a confiabilidade do suprimento. Ainda que tais projetos dependam de subsídios, entende-se



que a transposição de barreiras culturais, associada à redução de custos de equipamentos fotovoltaicos, contribuirá para que os projetos seguintes se tornem sustentáveis economicamente.

A proposta de *simplificação do licenciamento ambiental* para projetos baseados em fontes renováveis ficou em segundo lugar. A seção 3.5 demonstrou haver uma assimetria no atual processo de licenciamento ambiental das usinas dos Sistemas Isolados: apesar dos impactos das usinas a diesel, há mais de duzentas delas operando nessas localidades, enquanto as poucas tentativas de desenvolvimento de fontes renováveis têm esbarrado em falta de conhecimento dos órgãos licenciadores, resultando em exigências por vezes desproporcionais. Deve-se atentar, porém, à localização dos Sistemas Isolados brasileiros, a maioria na floresta Amazônica, onde a adequada avaliação de impactos ambientais se mostra ainda mais relevante.

A terceira política pública mais bem avaliada foi o *planejamento determinativo*, ou seja, a exigência, pelas futuras contratações de geração nos Sistemas Isolados, de uma participação compulsória de fontes renováveis. Assim como no primeiro caso, essa medida pode eventualmente levar a um maior custo inicial, porém com potencial benefício financeiro futuro.

A *adoção de uma alíquota única de ICMS*, para fins de subsídios, ficou em quarta colocação. Dado que parte do custo pago pela CCC se destina ao recolhimento de tributos incidentes sobre o combustível utilizado nas usinas, os estados se beneficiam da geração a diesel. Essa medida, embora possa levar a uma queda de arrecadação por alguns entes federativos, induziria à adoção de tecnologias menos dependentes de combustíveis fósseis e à redução dos custos subsidiados pelos consumidores de energia elétrica de outras partes do país.

Ainda no que diz respeito à CCC, a penúltima política na hierarquização foi a de definição de um *valor teto para subsídios*, levando os agentes a buscarem tecnologias de geração com custos menos voláteis, como aquelas de custo variável nulo ou próximo de zero (por exemplo, a fotovoltaica).

Com propósito similar, embora apontada pelos especialistas como menos importante, a política de *transferência de risco para o gerador* também visa reduzir a exposição dos consumidores aos preços futuros do óleo diesel, que historicamente têm superado o IPCA, como mostrado na seção 3.2. Assim, a tarifa de geração seria atualizada somente por um índice de inflação, e não mais em





função do preço do diesel, levando os geradores a buscarem outras fontes para mitigar os riscos relacionados à variação do preço do diesel.

Durante a avaliação pelos especialistas, alguns critérios foram apontados como mais relevantes, merecendo maior atenção quando da implementação das políticas públicas. Destacam-se a *robustez* e a *experiência prévia* com a(s) medida(s), a *confiabilidade técnica* da solução de geração e a *economicidade* da proposta.

Os resultados indicam que o uso de ferramentas multicritério de apoio à decisão, como o modelo AHP *fuzzy-TOPSIS* desenvolvido neste trabalho, leva a resultados consistentes, com a capacidade de processar informações de diferentes dimensões e sob vários critérios, a partir dos julgamentos de diversos especialistas, levando em consideração a complexidade, a subjetividade e a incerteza inerentes ao processo decisório. Reduz-se, assim, o viés do resultado final, evitando que este se restrinja à opinião do autor sobre o tema.

A partir das questões discutidas e dos resultados encontrados na fase aplicada da pesquisa, entende-se que o modelo de avaliação e seleção de políticas públicas poderá auxiliar a tomada de decisão quando da formulação de políticas no setor de energia elétrica, além de contribuir para a maior participação de fontes renováveis nos Sistemas Isolados brasileiros, minimizando os atuais impactos socioambientais e o elevado custo da geração a diesel.

Para estudos futuros, recomenda-se:

- Aplicar o modelo para avaliação de outras políticas públicas no setor de energia, analisando sua aplicabilidade e possíveis melhorias;
- Aplicar o questionário para o julgamento por especialistas de outros setores, e não apenas por aqueles da área de energia;
- Desenvolver modelos similares com a utilização de outros métodos multicritérios, como o ELECTRE, o PROMETHEE, o MACBETH, etc., verificando como cada ferramenta pode impactar os resultados encontrados;
- Avaliar números *fuzzy* com outras funções de pertinência, como trapezoidal e gaussiana, em vez de triangular (TFN), utilizado na fase II (*fuzzy-TOPSIS*);
- Identificar as alterações legais e infralegais necessárias para a implantação de cada política pública proposta, sugerindo nova redação para as leis, decretos, resoluções normativas, etc.;

- Monitorar e avaliar as políticas públicas quando da sua implementação e, a depender dos resultados, reavaliar os critérios utilizados no modelo aqui desenvolvido.

REFERÊNCIAS

- AFGAN, N. H.; CARVALHO, M. G. Multi-criteria assessment of new and renewable energy power plants. **Energy**, n. 27, p. 739-755, 2002.
- AL GARNI, H.; KASSEM, A.; AWASTHI, A.; KOMLJENOVIC, D.; AL-HADDAD, K. A multicriteria decision making approach for evaluating renewable power generation sources in Saudi Arabia. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 16, p. 137-150, out. 2016.
- ALIPOUR, M.; HAFEZI, R.; ERVURAL, B.; KAVIANI, M. A.; KABAK, Ö. Long-term policy evaluation: application of a new robust decision framework for Iran's energy exports security. **Energy**, v. 157, p. 914-931, 2018.
- ANEEL. **Resolução Normativa n° 493**. Brasília, 5 jun. 2012.
- ANEEL. **Edital do leilão n° 02/2016-Aneel (2ª etapa)**. Brasília, 1 nov. 2016a.
- ANEEL. **Relatório habilitação Eletroacre — Leilão 10/2015**. Brasília, 6 jul. 2016b.
- ANEEL. **Despacho n° 2.796**. Brasília, 19 out. 2016c.
- ANEEL. **Despacho n° 3.440**. Brasília, 10 out. 2017a.
- ANEEL. **Despacho n° 428**. Brasília, 14 fev. 2017b.
- ANEEL. **Resolução Normativa n° 801**. Brasília, 19 dez. 2017c.
- ANEEL. **Proposta de orçamento anual da CDE de 2020**. Brasília, 2019.
- ANP. **Nota técnica n° 016/2006 — SCM**. Conta consumo de combustíveis dos Sistemas Isolados de geração de energia elétrica. Levantamento dos valores dos combustíveis e fretes pagos pelas empresas geradoras de energia elétrica dos Sistemas Isolados. Rio de Janeiro, 2006.
- ANP. **Óleo diesel**. Brasília, 2018a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/petroleo-derivados/155-combustiveis/1857-oleo-diesel>. Acesso em: 15 fev. 2018.
- ANP. **Síntese dos preços praticados — Brasil**. Resumo II — Diesel R\$/l. Período: 2013 — Janeiro. Brasília, 2018b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/preco/>. Acesso em: 15 fev. 2018.
- ANP. **Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis**. Brasília, 2018c. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/precos-e-defesa/234-precos/levantamento-de-precos/868-serie-historica-do->



levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis. Acesso em: 27 fev. 2018.

ANP. **Biodiesel**. Brasília, 2018d. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/biocombustiveis/biodiesel>. Acesso em: 27 fev. 2018.

BAJAY, S. V.; FROTA, W. M. Política energética, planejamento e regulação para os Sistemas Isolados. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. **Anais** [...]. Campinas: Unicamp, 2004.

BANA E COSTA, C.; VANSNICK, J.-C. MACBETH — An interactive path towards the construction of cardinal value functions. **International Transactions in Operational Research**, v. 1, n. 4, p. 489-500, 1994.

BARRETO, E. J. **Combustão e gaseificação de biomassa sólida: soluções energéticas para a Amazônia**. 22. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto n° 73.102**. Brasília, 7 nov. 1973.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto n° 7.246**. Brasília, 28 jul. 2010.

BUNKER, K.; DOIG, S.; HAWLEY, K.; MORRIS, J. (ed.). **Renewable microgrids: profiles from islands and remote communities across the globe**. Colorado, EUA: Rocky Mountain Institute/Carbon War Room, 2015.

CALILI, R. F. **Métodos multicritério de apoio à decisão**. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2018.

CASTRO, J. C. **Aplicação do método de análise multicritério para selecionar políticas públicas de incentivo à redução da informalidade no polo de confecções do agreste pernambucano**. 2013. Dissertação (Mestrado em Economia) — Universidade Federal de Pernambuco, Caruaru, 2013.

CAVALIERO, C. K. **Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico brasileiro e no caso específico da região amazônica**. 2003. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

CAVALLARO, F.; CIRAULO, L. A multicriteria approach to evaluate wind energy plants. **Energy Policy**, n. 33, p. 235-244, 2005.

CCEE. **Relatório orçamento das contas setoriais 2018 — CDE/RGR/CCC**. São Paulo, 2017.

CHANG, D.-Y. Applications of the extent analysis method on fuzzy AHP. **European Journal of Operational Research**, v. 95, p. 649-655, 1996.

CHEN, C.-T. Extensions of the TOPSIS for group decision-making under fuzzy environment. **Fuzzy Sets and Systems**, v. 114, n. 1, p. 1-9, 2000.

CNT. **Pesquisa CNT de rodovias 2014**. Brasília: CNT/Sest/Senat, 2014.



COWAN, K. R.; DAIM, T.; WAKELAND, W.; FALLAH, H.; SCHEBLE, G.; LUTZENHISER, L.; NGUYEN, M. Forecasting the Adoption of Emerging Energy Technologies: Managing Climate Change and Evolving Social Values. **PICMET 2009 Proceedings**, p. 3.048-3.058, 2-6 ago. 2009.

DAS, I; CLAUDIO, C. **Feasibility studies of variable speed generators for canadian arctic communities**. Waterloo: University of Waterloo, 2017.

DEFECHEREUX, T.; PAOLUCCI, F.; MIRELMAN, A.; YOUNGKONG, S.; BOTTEN, G.; HAGEN, T. P.; NIESSEN, L. W. Health care priority setting in Norway a multicriteria decision analysis. **BMC Health Services Research**, v. 12, n. 39, 2012.

DOMINGUES, P. C. **A in-teconexão elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao sistema interligado nacional**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

ELENA ARCE, M.; SAAVEDRA, Á.; MÍGUEZ, J.; GRANADA, E. The use of grey-based methods in multi-criteria decision analysis for the evaluation of sustainable energy systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 47, p. 924-932, 2015.

ELETOBRAS. **Plano anual de custos 2017**. Rio de Janeiro, 2016.

ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA. **Nota técnica nº XX/12 — Regulação**. Manaus, 2012.

ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA. **Projeto de referência para atendimento aos mercados isolados do grupo B**. Manaus, 2016.

ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO ACRE. **Projeto de referência para atendimento aos mercados isolados da Eletrobras Distribuição Acre. Lote — III**. Rio Branco, 10 abr. 2013.

EPE. **Avaliação de sistemas híbridos com energia fotovoltaica para o lote III do projeto de referência da Eletrobras Distribuição Acre (EPE-DEE-NT-027/2014-r0)**. Rio de Janeiro, 2014.

EPE. **Avaliação da atratividade econômica de solução híbrida em sistemas do grupo B do projeto de referência da Eletrobras Distribuição Amazonas (EPE-DEE-NT-091/2016-r0)**. Rio de Janeiro, 31 out. 2016a. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20\(EPE-DEE-NT-091_2016-r0\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20(EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf). Acesso em: 15 dez. 2017.

EPE. **Instruções para elaboração e apresentação de projetos alternativos aos projetos de referência (EPE-DEE-RE-121/2014-r1)**. Rio de Janeiro, 2016b.

EPE. **Balço energético nacional 2017: ano-base 2016**. Rio de Janeiro, 2017a.

EPE. **GT Roraima – subgrupo IV**. Identificação de alternativas de atendimento — médio e longo prazo (EPE-DEE-NT-032/2017-r0). Rio de Janeiro, 2017b.

EPE. **Leilão dos Sistemas Isolados do Amazonas**. Rio de Janeiro, 2017c. Disponível em: [http://epe.gov.br/Documents/Resultado%20do%20Leil%C3%A3o%20dos%20Sistemas%20Isolados%20do%20Amazonas%20\(2\)%20\(3\).pdf](http://epe.gov.br/Documents/Resultado%20do%20Leil%C3%A3o%20dos%20Sistemas%20Isolados%20do%20Amazonas%20(2)%20(3).pdf). Acesso em: 22 maio 2017.

EPE. **Leilão dos Sistemas Isolados do Amazonas**. Rio de Janeiro, 2017d. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/Sistemas%20Isolados/Leil%C3%A3oDosSistemasIsoladosDoAmazonas.aspx>. Acesso em: 5 set. 2017.

EPE. **Planejamento do atendimento aos Sistemas Isolados — Horizonte 2023 — Ciclo 2018**. Rio de Janeiro, 2018a.

EPE. **Potencial energético de resíduos florestais do manejo sustentável e de resíduos da industrialização da madeira**. Rio de Janeiro, 2018b.

EPE. **Webmap**. Rio de Janeiro, 2018c. Disponível em: <https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/>. Acesso em: 14 jan. 2018.

FRANKFURT SCHOOL. **Renewable energy in hybrid mini grids and isolated grids: economic benefits and business cases**. Frankfurt am Main: UNEP Collaborating Centre for Climate and Sustainable Energy Finance, 2015.

FREITAS, D. S.; MASCARENHAS, A. R.; ALMEIDA, M. P. Análise de impactos na integração de usinas fotovoltaicas ao sistema elétrico isolado da ilha de Fernando de Noronha. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA — SENDI, 22., nov. 2016, Curitiba. **Anais** [...]. Curitiba: Sendi, 2016.

FROTA, W. M. **Sistemas Isolados de energia elétrica na Amazônia no novo contexto do setor elétrico brasileiro**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

GEORGOPOULOU, E.; LALAS, D.; PAPAGIANNAKIS, L. A Multicriteria Decision Aid approach for energy planning problems: the case of renewable energy option. **European Journal of Operational Research**, p. 38-54, 1997.

GUARACACHI. **Planta solar fotovoltaica Cobija**. Santa Cruz de la Sierra, 2016. Disponível em: <http://www.guaracachi.com.bo/index.php/2-uncategorised/72-planta-solar-cobija2>. Acesso em: 28 set. 2016.

HADIAN, S.; MADANI, K. A system of systems approach to energy sustainability assessment: are all renewables really green? **Ecological Indicators**, v. 52, p. 194-206, 2015.

HAFEZ, O.; BHATTACHARYA, K. Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. **Renewable Energy**, v. 45, p. 7-15, 2012.

HAURANT, P.; OBERTI, P.; MUSELLI, M. Multicriteria selection aiding related to photovoltaic plants on farming fields on Corsica island: a real case study using the ELECTRE outranking framework. **Energy Policy**, v. 39, p. 676-688, 2011.



HERZOG, F. **Resumo público do plano de manejo florestal do projeto Ouro Verde**. Boa Vista: Ouro Verde Agrosilvopastoril, 2007.

HWANG, C.-L.; YOON, K. (1981). **Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications A State-of-the-Art Survey**. Berlim: Springer-Verlag, 1981.

IBAMA. **Relatório de vistoria na área de implantação da PCH Salto Cafesoca**. Brasília, 2016.

IBGE. **Cidades**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?lang=&codmun=130340&search=amazonas|parintins>. Acesso em: 5 set. 2017.

IBGE. **Séries Históricas — IPCA**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://ww2.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/defaultseriesHist.shtm. Acesso em: 14 ago. 2018.

IE-PUC. **Desenvolvimento de Modelo Referência para Empresas de Distribuição, fundamentado na experimentação de aplicações de conjunto de tecnologia SmartGrid, projeto-piloto a ser implantado em Parintins-AM**. Rio de Janeiro: Instituto de Energia da PUC-Rio, 2011. PD-0373-0010/2010.

IPCC. **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. Cambridge (UK); New York (USA): Cambridge University Press, 2011.

IRENA. **Off-grid renewable energy systems: status and methodological issues**. Bonn, 2015.

IRENA. **Policies and regulations for private sector renewable energy mini-grids**. Abu Dhabi, 2016.

IRENA. **SIDS Lighthouses Quickscan: Interim Report**. Abu Dhabi, 2017.

KAHNEMAN, D. **Rápido e devagar: duas formas de pensar**. Rio de Janeiro: Objetiva, 2012.

KAYA, T.; KAHRAMAN, C. Multicriteria renewable energy planning using an integrated fuzzy VIKOR & AHP methodology: the case of Istanbul. **Energy**, v. 35, n. 6, p. 2.517-2.527, jun. 2010.

KEMAL, B.; SERHAT, K. Availability of renewable energy sources in Turkey: current situation, potential, government policies and the EU perspective. **Energy Policy**, v. 42, p. 377-391, 2012.

LESSA, C. Energia, vetor fundamental do desenvolvimento. **Valor Econômico**, 28 set. 2005.

LIU, C.-H.; TZENG, G.-H.; LEE, M.-H. Improving tourism policy implementation: the use of hybrid MCDM models. **Tourism Management**, v. 33, p. 413-426, 2012.

LIU, G. Development of a general sustainability indicator for renewable energy systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 611-621, 2014.



LOMBARDI, P.; SOKOLNIKOVA, T.; SUSLOV, K.; VOROPAI, N.; STYCZYNSKI, Z. Isolated power system in Russia: a chance for renewable energies? **Renewable Energy**, v. 90, p. 532 — 541, 2016.

MALTA, F. S.; COSTA, E. M.; MAGRINI, A. Índice de vulnerabilidade socioambiental: uma proposta metodológica utilizando o caso do Rio de Janeiro, Brasil. **Ciência & Saúde Coletiva**, n. 22, p. 3.933-3.944, 2017.

MARTINS, G. de A. **Modelo Fuzzy AHP-TOPSIS para avaliação e seleção de tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis**. 2017. Dissertação (Mestrado em Metrologia) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2017.

ME GUIA BRASIL. **Mapa da rede rodoviária da região Norte do Brasil**. 2017a. Disponível em: www.meguiabrasil.com/mapadobrasil/mapas-regioes-do-brasil.php. Acesso em: 20 nov. 2017.

ME GUIA BRASIL. **Mapa das principais hidrovias da Bacia Amazônica**. 2017b. Disponível em: www.meguiabrasil.com/mapadobrasil/mapa-hidrovia-bacia-amazonica.php. Acesso em: 20 nov. 2017.

MELLO, A. F. **Monitoramento e avaliação da regulamentação sobre recolhimento de alimentos no Brasil**: proposição de indicadores e métricas. 2015. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2015.

MELO, C. A.; JANNUZZI, G. de M.; TRIPODI, A. F. Evaluating public policy mechanisms for climate change mitigation in Brazilian buildings sector. **Energy Policy**, v. 61, p. 1.200-1.211, 2013.

MME. **Luz para Todos completa 12 anos com 15,6 milhões de brasileiros beneficiados**. Brasília, 19 nov. 2015. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/luz-para-todos-completa-12-anos-com-15-6-milhoes-de-brasileiros-beneficiados. Acesso em: 11 nov. 2017.

MME. **Percentual obrigatório de biodiesel passa para 10%**. Brasília, 1 mar. 2018a. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/percentual-obrigatorio-de-biodiesel-passa-para-10-. Acesso em: 1 jun. 2018.

MME. **Relatório Preliminar do Plano de Redução Estrutural das Despesas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. Brasília, 2018b.

MOURMOURIS, J.; POTOLIAS, C. A multi-criteria methodology for energy planning and developing renewable energy sources at a regional level: a case study Thassos, Greece. **Energy Policy**, n. 52, p. 522–530, 2013.

MULLER, G. de M. (2016). **Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.



- NAGEL, S.; NAGEL, R. Incentives, MCDM, and environmental protection. **Computers, Environment and Urban Systems**, v. 13, p. 225-230, 1989.
- NASCIMENTO, M. V.; VIEIRA, L. dos S. R.; DOMINGUES, P. C.; SADI, J. C.; ALMEIDA, S. C.; BELCHIOR, C. R. Opções à geração dieselétrica para Sistemas Isolados na região Norte: eólica, hidrocínética e biomassa. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15., 1999, Foz do Iguaçu. **Anais [...]**. Foz do Iguaçu: SNPTEE, 1999.
- OECD/IEA. **Renewables in Russia: From Opportunity to Reality**. Paris: International Energy Agency, 2003.
- ONS. **Plano anual da operação energética dos Sistemas Isolados para 2018**. Rio de Janeiro, 2017.
- PACHECO, I. S. Transporte de combustíveis nos rios Amazonas e Solimões. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE HIDROVIAS BRASIL/FLANDERS-BÉLGICA, 2007, Brasília. **Anais [...]**. Brasília: Antaq, 2007.
- PACHECO, M. A.; VELLASCO, M. B. Métodos de apoio à decisão. In: PACHECO, M. A.; VELLASCO, M. B. **Sistemas inteligentes de apoio à decisão: análise econômica de projetos de desenvolvimento de campos de petróleo sob incerteza**. Rio de Janeiro: PUC-Rio; Interciência, 2007, p. 83-93.
- PAPADOPOULOS, A.; KARAGIANNIDIS, A. Application of the multi-criteria analysis method Electre III for the optimisation of decentralised energy systems. **Omega**, v. 36, p. 766-776, 2008.
- PATIL, S. K.; KANT, R. A fuzzy AHP-TOPSIS framework for ranking the solutions of Knowledge Management adoption in Supply Chain to overcome its barriers. **Expert Systems with Applications**, v. 41, p. 679-693, 2014.
- PERERA, A.; ATTALAGE, R.; PERERA, K.; DASSANAYAKE, V. A hybrid tool to combine multi-objective optimization and multi-criterion decision making in designing standalone hybrid energy systems. **Applied Energy**, v. 107, p. 412-425, 2013.
- PSR. **Energy Report**. Rio de Janeiro, n. 105, 2015.
- QUITMANN, E. **Enercon Energy Storage**. Rio de Janeiro, 20 jun. 2018. Apresentação.
- RECEITA FEDERAL. (03 de outubro de 2016). **Cide-combustíveis**. Brasília, 3 out. 2016. Disponível em: <http://idg.receita.fazenda.gov.br/acesso-rapido/tributos/cide#aliquotas1>. Acesso em: 5 ago. 2018.
- RIBEIRO, L. A.; SAAVEDRA, O. R.; LIMA, S. L.; BONAN, G.; MATOS, J. G. Making isolated renewable energy systems more reliable. **Renewable Energy**, v. 45, p. 221-231, 2012.



- RIESGO, L.; GÓMEZ-LIMÓN, J. A. Multi-criteria policy scenario analysis for public regulation of irrigated agriculture. **Agricultural Systems**, v. 91, p. 1-28, 2006.
- RIVERA-LIRIO, J. M.; MUÑOZ-TORRES, M. J. The Effectiveness of the Public Support Policies for the European Industry Financing as a Contribution to Sustainable Development. **Journal of Business Ethics**, v. 94, p. 489-515, jul. 2010.
- ROY, B. **Classement et choix en présence de points de vue multiples (la méthode ELECTRE)**. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1968.
- SAATY, T. L. **Método de análise hierárquica**. São Paulo: Mc-Graw-Hill, Makron, 1991.
- SANTOS, M. A. **Análise do potencial do biodiesel de dendê para geração elétrica em Sistemas Isolados da Amazônia**. 2008. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energico) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- SANTOYO-CASTELAZO, E.; AZAPAGIC, A. Sustainability assessment of energy systems: integrating environmental, economic and social aspects. **Journal of Cleaner Production**, v. 80, p. 119-138, 2014.
- SEFAZ/AM. **Decreto n° 20.686/1999 – RICMS/AM**. Manaus, 28 dez. 1999.
- SEFAZ/AP. **Arrecadação do Estado**. Macapá, 2018. Disponível em: <https://www.sefaz.ap.gov.br/arrecadacao-do-estado>. Acesso em: 3 abr. 2018.
- ENGÜL, Ü.; EREN, M.; ESLAMIAN SHIRAZ, S.; GEZDER, V.; ENGÜL, A. Fuzzy TOPSIS method for ranking renewable energy supply systems in Turkey. **Renewable Energy**, v. 75, p. 617-625, 2015.
- SENJYU, T.; HAYASHI, D.; YONA, A.; URASAKI, N.; FUNABASHI, T. Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy. **Renewable Energy**, v. 32, issue 11, p. 1.917-1.933, 2007.
- SERINS-AM. **Governo do Amazonas encerrou 2017 com superávit**. Manaus, 8 jan. 2018. Disponível em: <http://www.serins.am.gov.br/governo-do-amazonas-encerrou-2017-com-superavit/>. Acesso em: 16 mar. 2018.
- SHMELEV, S.; BERGH, J. Optimal diversity of renewable energy alternatives under multiple criteria: an application to the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 60, p. 679-691, 2016.
- SMA. **Hybrid energy supply for the city of Cobija**. 2015. Disponível em: <https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Products/Documents/Referenzanlagen/REFBOLIVIA-EN150502.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2017.
- SOUZA, O. de. **Introdução à teoria dos conjuntos fuzzy**. Londrina: Universidade Estadual de Londrina, 2010.
- SOUZA, R. C. **Planejamento do suprimento de eletricidade dos Sistemas Isolados na região Amazônica: uma abordagem multiobjetiva**. 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.



STOFT, S. **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. New York: Wiley-IEEE Press, 2002.

ŠTREIMIKIEN, D.; ŠLIOGERIEN, J.; TURSKIS, Z. Multi-criteria analysis of electricity generation technologies in Lithuania. **Renewable Energy**, v. 85, p. 148-156, 2016.

TCU. **Acórdão n° 2344-2007**. Processo: 005.252/2007-8. Brasília, 2007. Disponível em: <https://contas.tcu.gov.br/juris/SvlHighLight?key=41434f5244414f2d434f4d504c45544f2d3336393233&sort=RELEVANCIA&ordem=DESC&bases=ACORDAO-COMPLETO;&highlight=&posicaoDocumento=0&numDocumento=1&totalDocumentos=1>. Acesso em: 14 fev. 2018.

TORBERT, R.; MUSHEGAN, S.; BUNKER, S.; LOCKE, J.; TEELUCKSINGH, S. (ed.). **Developing the Saint Lucia Energy Roadmap**. Colorado, EUA: Rocky Mountain Institute, 2016.

TRINDADE, J. E. de O. **Mensuração e avaliação da capacidade inovativa de micro, pequenas e médias empresas: aplicação de métodos multicritério fuzzy de apoio à decisão**. 2017. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2017.

TROLDBORG, M.; HESLOP, S.; HOUGH, R. Assessing the sustainability of renewable energy technologies using multi-criteria analysis: suitability of approach for national-scale assessments and associated uncertainties. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 1.173-1.184, 2014.

TSOUTSOS, T.; DRANDAKI, M.; FRANTZESKAKI, N.; IOSIFIDIS, E.; KIOSSES, I. Sustainable energy planning by using multi-criteria analysis application in the island of Crete. **Energy Policy**, n. 37, p. 1.587-1.600, 2009.

TSUCHIDA, T. de C. **Modelagem da localização de polos de venda de derivados de petróleo**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2008.

VERGARA, S. **Metodologia do trabalho científico**. São Paulo: Cortez, 2002.

WANG, J.-J.; JING, Y.-Y.; ZHANG, C.-F.; ZHAO, J.-H. Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 2.263-2.278, 2009.

WIMMLER, C.; HEJAZI, G.; OLIVEIRA FERNANDES, E.; MOREIRA, C.; CONNORS, S. Multi-Criteria Decision Support Methods for Renewable Energy Systems on Islands. **Journal of Clean Energy Technologies**, v. 3, n. 3, p. 185-199, maio 2015.

WÜSTENHAGEN, R.; WOLSINK, M.; BÜRER, M. J. Social acceptance of renewable energy innovation: an introduction to the concept. **Energy Policy**, v. 35, issue 5, p. 2.683-2.691, 2007.

ZADEH, L. A. Fuzzy Sets. **Information and Control**, v. 8, p. 338-353, 1965.

2º lugar

Allan Fuezi de Moura Barbosa*

**A importância de maior liberalização do
mercado de combustíveis de aviação no
Brasil: uma análise propositiva**

* Mestre em Direito e Economia - Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa (Portugal).
Advogado.

A presente monografia busca desenvolver um trabalho para o aprimoramento dos aspectos concorrenciais e regulatórios do mercado de fornecimento de combustíveis de aviação no Brasil, através de propostas de maior liberalização do atual modelo vigente, com vistas a redução dos custos desses produtos para as empresas aéreas no Brasil e, por consequência, ao incremento da demanda pelo transporte aéreo nacional, ante à provável redução dos preços das passagens. Os objetivos principais do estudo são: 1) perceber a complexidade regulatória do mercado brasileiro de fornecimento de combustíveis de aviação; 2) identificar como o custo do combustível e a sua correlata carga tributária têm grande impacto no setor de transporte aéreo brasileiro; 3) desenvolver propostas de adequação do modelo vigente de fornecimento de combustíveis de aviação, para a redução da alta representatividade do preço dos combustíveis nas contas das empresas aéreas. Tudo isso, com o objetivo de ampliação do transporte aéreo brasileiro. Nesse diapasão, partindo-se de uma revisão bibliográfica e uma pesquisa documental, propõem-se as seguintes medidas liberalizantes do mercado de combustíveis de aviação: a) deve-se unificar os procedimentos de autorização de operação, de autorização de distribuição e de autorização de revenda junto à ANP, para que somente um requerimento (isto é, um único procedimento) seja capaz de viabilizar o que antes demandaria três outros; b) deve-se viabilizar a abertura da comercialização dos combustíveis de aviação em variados pontos da cadeia de fornecimento; c) deve-se aprofundar o investimento em pesquisa e desenvolvimento, no intuito de redução dos custos dos combustíveis alternativos; d) propõe-se, ainda, uma reforma com foco na extinção progressiva dos tributos incidentes sobre os combustíveis de aviação e, enquanto isso não for possível, aventa-se a possibilidade de implementação da monofasia tributária, para além da busca de articulação com os Estados e o Distrito Federal, com o objetivo de harmonização dos tributos incidentes sobre esses combustíveis. Especificamente no tocante ao ICMS incidente sobre esse produto, sustenta-se a fixação de uma alíquota máxima nacional.

Palavras-chave: Combustíveis; transporte aéreo; regulação; liberalização.



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	101
2 O MERCADO DE COMBUSTÍVEIS DE AVIAÇÃO E SUAS RELAÇÕES COM O TRANSPORTE AÉREO	102
2.1 As exigências regulatórias para operação no mercado de combustíveis	104
2.1.1 Da autorização de operação.	105
2.1.2 Da autorização de distribuição.	109
2.1.3 Da autorização de revenda	114
2.2 O mercado nacional de fornecimento de combustível de aviação	118
2.2.1 Da relação produtor-distribuidor-revendedor-consumidor	119
2.2.2 Da cadeia de fornecimento na prática.	122
2.3 Os tipos de combustíveis de aviação autorizados pela ANP	124
2.4 O impacto do custo de combustível para as aéreas comerciais	127
3 PROPOSTAS DE INCREMENTO DO SETOR AÉREO ATRELADAS À LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE COMBUSTÍVEL	131
3.1 O adequado procedimento de autorização de operação	135
3.2 A abertura da comercialização do combustível	141
3.2.1 Do polo dos produtores.	141
3.2.2 Dos polos dos distribuidores e revendedores.	144
3.2.3 Demais atores e quadro geral.	146
3.3 A ampliação de oferta de combustíveis para o setor.	148
3.4 O modelo de extinção progressiva de tributos sobre os combustíveis	151
4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	157
REFERÊNCIAS	158



LISTA DE FIGURAS, QUADROS E TABELA

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. A cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação.	122
Figura 2. Percentual de custo de combustível sobre o faturamento das aéreas	129
Figura 3. Relação entre o preço do QAV e o PIB	130
Figura 4. Proposta de cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação	148

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Comparativo de regimes autorizativos da ANP para a exploração dos mercados de distribuição e revenda de combustíveis de aviação.	117
Quadro 2. Comparativo de procedimentos para unificação	137
Quadro 3. Unificação das autorizações da ANP	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparativo entre receita e custo de combustível da Gol Linhas Aéreas	128
Tabela 2. Comparativo entre receita e custo de combustível da LATAM Linhas Aéreas	128
Tabela 3. Comparativo entre receita e custo de combustível da Azul Linhas Aéreas	129



LISTA DE ABREVIATURAS

AC	Autorização de Construção
ACI	Airports Council International
Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AO	Autorização de Operação
AR	Autorização para Revenda
Cade	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CANSO	Civil Air Navigation Service Organisation
CBA	Código Brasileiro de Aeronáutica
CBIO	Créditos de Descarbonização
CRC	Certificado de Registro Cadastral
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
H + OUT	Autorização para Distribuição
IHLG	Industry High Level Group
IATA	International Air Transport Association
ICAO	International Civil Aviation Organization
ICCAIA	International Coordinating Council of Aerospace Industries Associations
ITF	International Transport Forum
MP	Medida Provisória
MTPA	Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PAA	Posto de Abastecimento de Aeronaves
PAN	Plano Aeroviário Nacional
PIB	Produto Interno Bruto
PNAC	Política Nacional de Aviação Civil
Sicaf	Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores





1 INTRODUÇÃO

O hodierno contexto econômico-político nacional é pautado na liberdade econômica dos mercados, em reafirmação ao valor constitucional da livre iniciativa,¹ sobretudo a partir da chamada “Declaração de Direitos de Liberdade Econômica”, instituída a partir da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019. Nesse passo, qualquer “ato público de liberação” (§ 6º, art. 1º, da referida lei) deve seguir os princípios instituídos no seu artigo 2º, quais sejam: a) a consideração da liberdade como uma garantia no exercício de atividades econômicas; b) a premissa de boa-fé do particular perante o poder público; c) a excepcionalidade e subsidiariedade da intervenção estatal no exercício de atividades econômicas; e d) o reconhecimento da situação de vulnerabilidade do particular perante o Estado.

Nesse cenário, há uma necessidade de debate e reformulação de inúmeros setores historicamente controlados ou extremamente regulados pelo Estado, como o de combustível e de aviação civil em geral. Todavia, quando especificamente se unem esses dois setores extremamente regulados – no caso do mercado de combustíveis de aviação no Brasil –, o diagnóstico de excesso regulatório se torna ainda mais aprofundado. Isso porque a visão estatal de outrora, que considerava sobretudo os setores de combustível e de aviação como “estratégicos”, tornou o mercado de combustíveis para aviação – o qual se submete direta ou indiretamente a regramentos de regulação do setor de combustíveis e do setor de aviação simultaneamente – uma área com altas barreiras à entrada, não somente pelos elevados investimentos em um setor de grande especialização, mas também porque a normatização nacional acaba por inviabilizar a participação de agentes econômicos com potencial de atuação no segmento.

Por conseguinte, diante de um excesso de regulamentação vigente até então, os poucos *players* que conseguiriam vencer a maratona procedimental e de custos para operar no mercado de combustíveis de aviação acabaram por cobrar elevados preços nos combustíveis, os quais também são impactados por uma política de tributação elevada, entre outros fatores.²

1 Conforme teor do inciso IV do *caput* do art. 1º, do parágrafo único do art. 170 e do *caput* do art. 174, todos da Constituição Federal.

2 Sobre o impacto do custo do combustível na indústria internacionalmente considerada, o IHLG (2019, p. 18) afirma: “The economic benefits of aviation extend much further than the industry’s



Contudo, diante do novo cenário de substituição do modelo de maior necessidade de intervenção estatal por uma decisão política de maior inserção brasileira nas cadeias produtivas do livre comércio mundial, começa-se a repensar de que forma a regulamentação do mercado de combustíveis de aviação pode evoluir, em contribuição com um promissor futuro da aviação mundial.³

Assim sendo, deve-se observar o atual regramento e funcionamento do mercado de combustível de aviação, sem ignorar o horizonte desenhado para o setor aéreo brasileiro, com vistas à concepção de propostas liberalizantes para o incremento da aviação comercial no país.

2 O MERCADO DE COMBUSTÍVEIS DE AVIAÇÃO E SUAS RELAÇÕES COM O TRANSPORTE AÉREO

Para o debate acerca de um maior incremento liberalizante no setor de combustíveis para aviação, deve-se considerar o contexto do transporte aéreo nacional.

Assim como o mercado de combustíveis, o transporte aéreo no Brasil passou por um longo período de intervenção direta do Estado, até a década de 1990, quando se deu início a um processo de desregulamentação, com aprofundamento nos anos 2000, a partir da liberalização total da formação dos preços das tarifas e a criação da Agência Nacional de Aviação Civil (Anac), em 2005 (MTPA, 2018a, p. 10).

Mais adiante, sobretudo em razão da complexidade da atividade, fora criada a Política Nacional de Aviação Civil (PNAC), por meio do Decreto nº 6.780, de 18 de fevereiro de 2009. O mencionado documento, que se integra ao quadro de políticas nacionais brasileiras, consiste no conjunto de estratégias e diretrizes que conduzirão o planejamento das entidades responsáveis pelo desenvolvimento da aviação civil nacional, de modo a estabelecer objetivos e ações estratégicas para o setor (Brasil, 2009, item 1).

direct impacts. The indirect impacts include employment and economic activity generated by suppliers to the aviation industry: aviation fuel suppliers; construction companies that build airport facilities; suppliers of subcomponents used in aircraft; manufacturers of goods sold in airport retail outlets; and a wide variety of activities in the business services sector (such as call centres, information technology and accountancy)".

3 Segundo o IHLG (2019, p. 47): "The future of aviation is dependent upon a vibrant economy, which, in turn, relies on a strong international community and healthy environment capable of supporting over seven billion people. Other factors, such as regulatory regimes, technological improvements and fuel costs will also impact future growth".



Posteriormente, em um cenário de maior liberalização do setor, fora editada a MP nº 714, de 1º de março de 2016, que tinha como destaque a possibilidade de aumento da participação estrangeira em capital social de empresas aéreas no país, em modificação ao art. 181, da Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986 (Código Brasileiro de Aeronáutica), que previa o teto de 20% (vinte por cento). Essa MP foi convertida na Lei nº 13.319, de 25 de julho de 2016, mas com a retirada da alteração dos termos percentuais, através de veto ao projeto aprovado no Congresso Nacional.⁴

Recentemente, após um maior debate sobre a questão da participação estrangeira no mercado aéreo nacional, pautado em estudos internacionais,⁵ entendeu-se que inúmeros resultados positivos poderiam decorrer da abertura do transporte aéreo brasileiro. Entre os benefícios, podem-se elencar a elevação da competição, a desconcentração do mercado doméstico, o incremento da quantidade de destinos e rotas atendidas, assim como a diminuição do preço médio das passagens (MTPA, 2018b, p. 2, item 10).

Com base nessas fundamentações, editou-se a MP nº 863, de 13 de dezembro de 2018, convertida na Lei nº 13.842, de 17 de junho de 2019, para modificar a atual redação do CAB, no seu art. 181, nos termos de que “[a] concessão ou a autorização somente será concedida a pessoa jurídica constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no País”, de modo a permitir 100% (cem por cento) de capital estrangeiro nas empresas aéreas com sede e administração no Brasil.

Dessa maneira, tendo-se em conta o contexto de liberalização da atividade de transporte aéreo no país, no presente capítulo, parte-se das atuais exigências regulatórias para operação no setor de combustíveis de aviação, com vistas à

4 Consoante Mensagem (de veto) nº 421, de 25 de julho de 2016: “Revela-se meritória a proposição de elevação da participação potencial de capital estrangeiro com direito a voto nas empresas aéreas, proposta na Medida Provisória objeto de conversão, dos atuais 20% para os 49% ali previstos. Entretanto, a eliminação dos dispositivos que instituem um limite, conforme consta do atual Projeto de Lei de Conversão, não se mostra inteiramente adequada aos propósitos almejados, recomendando assim seu veto por interesse público” (Brasil, 2016a).

5 Nas Exposições de Motivos da proposta legislativa, o então Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil (2018b, p. 2, item 5) afirma: “De acordo com informações do Banco Mundial contidas no estudo “Investing Across Borders”, apenas países como Arábia Saudita, Etiópia, Haiti e Venezuela se mostram mais restritivos à participação de investidores estrangeiros em empresas aéreas – neles o capital estrangeiro com direito a voto não é permitido. Por outro lado, países sul-americanos como Chile, Colômbia, Uruguai, Paraguai e Bolívia permitem até 100% (cem por cento) de controle acionário por investidores estrangeiros em empresas aéreas nacionais”.



compreensão da complexidade de ingresso no mercado. Em seguida, igualmente analisam-se os tipos de combustíveis de aviação, para observar, considerando-se todas as exigências normativas, o mercado nacional de fornecedores desse produto. E, sem prescindir de toda a análise regulatória anterior, deve-se perceber de que modo o custo com esse fator de produção impacta o faturamento das maiores empresas de aviação civil comercial do país.

2.1 As exigências regulatórias para operação no mercado de combustíveis

Em relação às exigências regulatórias para os operadores do mercado de fornecimento de combustíveis para a aviação, nota-se um processo de maior abertura desburocratizante.

Até o dia 28 de abril de 2019, quando vigorava a Resolução da ANP nº 42, de 18 de agosto 2011, para a exploração do mercado de distribuição de combustível para aviação, era necessária a obtenção de autorizações, consoante a sua nota justificadora, de construção, de operação, bem como das correlatas desativações de instalação de armazenamento de derivados de petróleo e biocombustíveis, sem contar aquelas de alteração de titularidade da autorização e da homologação de contratos com vistas à cessão de espaço ou de carregamento rodoviário.

Naquela Resolução ANP nº 42/2011, encontravam-se quatro anexos, com as seguintes exigências procedimentais: a) Anexo I - Autorização de Construção (AC), segmentada em nove procedimentos distintos, entre os quais havia o Procedimento nº 5, de AC para instalação de distribuição de combustíveis de aviação, com doze itens; b) Anexo II - Autorização de Operação (AO), segmentado em outros dez procedimentos, entre os quais se encontrava o Procedimento nº 5, de AO para distribuidor de combustíveis de aviação, com dez itens, muitos dos quais idênticos àqueles do Anexo I; c) Anexo III - Homologação de Contrato de Cessão de Espaço ou de Carregamento Rodoviário, que previa dois procedimentos, quais sejam, o Procedimento nº 1 (homologação de contrato de cessão de espaço, com cinco itens) e o Procedimento nº 2 (homologação de contrato de carregamento rodoviário, com quatro itens); d) Anexo IV - Autorização de Operação (AO) para instalações a serem requalificadas, segmentada em outros nove procedimentos, incluindo-se o Procedimento nº 5, de AO para instalações a serem requalificadas de distribuidor de combustíveis de aviação, com dezoito itens.



Observa-se que algumas das exigências anteriormente determinadas pela ANP foram propositalmente reproduzidas, para a melhor percepção da desproporcionalidade de pleitos e de processos da então visão do regulador. A transcrição acima é a prova do quão era burocrático para um agente econômico acessar o mercado de fornecimento de combustíveis para aviação, em uma maratona procedimental, que constituía uma clara barreira à entrada de competidores no mercado. Frise-se que isso não significa que a atuação em mercado relacionado com combustível – notadamente pelo seu perigo, sobretudo em ambientes aeroportuários – não enseje cuidados específicos, mas o procedimento que vigorava anteriormente representava, em muitas situações, exigências replicadas e inúteis para o bom fornecimento do produto.

Ressalte-se, de antemão, que, embora tenha havido alguma evolução, persiste uma burocracia desmedida, que deve ser mitigada, de acordo com as propostas a serem apresentadas no presente estudo. Por conta disso, resta observar as correntes exigências autorizativas do regulador, notadamente para a operação, a distribuição e a revenda de combustíveis de aviação.

2.1.1 Da autorização de operação

Com o advento da Resolução da ANP nº 784, de 26 de abril de 2019,⁶ inúmeros diplomas foram revogados, inclusive o anteriormente referido.⁷ A partir da novel resolução, o procedimento para operacionalização no mercado de fornecimento de combustível para aviação se tornou mais simples e eficaz, na medida em que as diversas autorizações de natureza operacional previstas anteriormente foram reduzidas para apenas uma: a autorização de operação de instalação de armazenamento de combustíveis de aviação, entre outros produtos⁸.

De acordo com o art. 2º da mencionada Resolução ANP nº 784/2019, a AO de instalação de armazenamento pela ANP será outorgada apenas ao distribuidor

6 Publicada no *Diário Oficial da União* em 29 de abril de 2019.

7 *In verbis*: “Art. 22. Ficam revogadas: I - a Resolução ANP nº 42, de 18 de agosto de 2011; II - a Resolução ANP nº 59, de 17 de outubro de 2014; III - a Resolução ANP nº 27, de 11 de junho de 2015; IV - a Resolução ANP nº 46, de 28 de outubro de 2015; V - a Resolução ANP nº 6, de 22 de fevereiro de 2016; VI - a Resolução ANP nº 50, de 30 de novembro de 2016; e VII - a Resolução ANP nº 689, de 5 de julho de 2017”.

8 Nos quais se incluem combustíveis líquidos automotivos, solventes, óleos lubrificantes básicos e acabados, gás liquefeito de petróleo, óleo combustível, querosene iluminante e asfaltos. O mencionado documento ainda institui a homologação de contratos de cessão de espaço ou de carregamento rodoviário e dá outras providências.



(inciso I), ao transportador-revendedor-retalhista (inciso I), ao produtor de óleos lubrificantes acabados (inciso III), ao coletor de óleo lubrificante usado ou contaminado (inciso IV) e ao rerrefinador de óleo lubrificante usado ou contaminado (inciso V), sem aplicabilidade aos parques de abastecimento de aeronaves dentro de aeródromos (parágrafo único).

Quanto aos possíveis casos em que a AO pode ser requerida, o art. 4º prevê as seguintes hipóteses: operação de nova instalação (inciso I); alteração da capacidade de armazenamento de instalação existente (inciso II); transferência de titularidade (inciso III); alteração de base individual para base compartilhada, e vice-versa (inciso IV); alteração de administrador ou administrado (inciso V), ou redução de classe de produto no tanque, quando não estiver contemplada na AO em vigor (inciso VI).

Assim sendo, considerando-se a necessidade de grande cautela na operacionalização da atividade em causa, a ANP elenca no art. 5º da Resolução nº 784/2019 o procedimento necessário para a obtenção da AO, individualizada para cada instalação. Note-se que, a despeito de inúmeras exigências plausíveis, diferentemente da resolução anterior, não se trata de requisitos dispensáveis (como cópias autenticadas de documentação anteriormente fornecida pela própria ANP) ou requerimentos replicados diversas vezes para as anteriormente diversas autorizações operacionais segmentadas. Portanto, consoante o artigo mencionado, o requerimento para a AO junto à ANP, no caso de combustíveis de aviação, deve ser instruído com:

- a. requerimento de AO assinado por responsável legal ou preposto, sendo neste último caso acompanhado de cópia de procuração e, para ambos, de documento de identificação (inciso I);
- b. ficha de comprovação de tancagem (FCT), assinada e atualizada, de acordo com modelo disponível no sítio eletrônico da ANP na internet (inciso II);
- c. documento comprobatório de propriedade ou de posse do terreno onde se localizam as instalações (inciso III). Neste caso, o § 1º do mencionado artigo dispõe que essa comprovação pode ocorrer: I - no caso de doações condicionadas de terrenos realizadas por órgãos da administração pública municipal, estadual ou federal, mediante apresentação do referido ato para obtenção de autorização de operação, observado o cumprimento das condicionantes, caso em que a ANP



publicará nova AO após o cumprimento das exigências para a doação do terreno à empresa (§ 2º); ou II - no caso de posse decorrente de contrato, mediante apresentação do instrumento correspondente, com prazo de validade igual ou superior a cinco anos, com expressa previsão de renovação, acompanhado da certidão emitida pelo cartório de registro de imóveis em nome do proprietário;

- d. alvará de funcionamento expedido pela prefeitura municipal, ou documento equivalente (inciso IV);
- e. licença de operação expedida pelo órgão ambiental competente (inciso V);
- f. alvará de vistoria expedido pelo Corpo de Bombeiros competente (inciso VI);
- g. memorial descritivo, juntamente com a respectiva anotação de responsabilidade técnica (ART), incluindo descrição da instalação conforme construída (*as built*), do processo, das capacidades de armazenagem, dos produtos armazenados, das condições operacionais (tais como temperatura, pressão e vazão) normais, máximas e mínimas e de projeto, memória de cálculo de dimensionamento do volume mínimo das bacias de contenção de tanques e normas técnicas relevantes para o projeto e a operação da instalação (inciso VII);
- h. planta de locação da instalação conforme construída (*as built*), acompanhada da respectiva ART, contendo a disposição dos equipamentos, edificações, divisas, arruamentos, instalações de recebimento e entrega de produtos, seções transversais e longitudinais do parque de tanques, indicando todas as distâncias regulamentadas pelas normas (inciso VIII);
- i. fluxograma de engenharia da instalação conforme construída (*as built*), acompanhado da respectiva ART, com identificação das tubulações, equipamentos, instrumentos de controle do processo, condições operacionais (normais, máximas e mínimas) e de projeto (inciso X);
- j. projeto do sistema de combate a incêndio conforme construído (*as built*), acompanhado da respectiva ART, incluindo memória de cálculo do dimensionamento da reserva técnica de água, das bombas, dos extintores, do volume mínimo do líquido gerador de espuma, quando aplicável, e planta geral do sistema com a localização dos hidrantes e

canhões monitores que contenha seus raios de cobertura, dos extintores, da casa de bombas e do sistema de líquido gerador de espuma, quando houver, conforme normas técnicas;

- k. planta de classificação elétrica de área da instalação conforme construída (*as built*), acompanhada da respectiva ART (inciso XII);
- l. planta de aterramento da instalação conforme construída (*as built*), acompanhada da respectiva ART (inciso XIII);
- m. laudo atestando a integridade de tanques, vasos de pressão e tubulações, acompanhado da respectiva ART (inciso XIV);
- n. laudo atestando a conformidade do sistema elétrico e de aterramento da instalação, acompanhado da respectiva ART (inciso XV);
- o. relatório fotográfico da instalação contemplando as áreas de armazenagem, de carga e descarga, o sistema de combate a incêndio e as válvulas de bloqueio externas às bacias de contenção, quando aplicável (inciso XVI).

Para o caso de base compartilhada, acrescenta-se a seguinte documentação, consoante o art. 6º: a) comprovante de propriedade ou posse de fração ideal do terreno onde se localizam as instalações em nome de cada administrado (inciso I); b) documento firmado pelo administrador e por todos os administrados da base compartilhada, identificando-os e informando suas respectivas frações-ideais (inciso II); c) comprovante de inscrição e de situação cadastral no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), em nome do administrador e de todos os administrados, no endereço da instalação (inciso III); d) quando couber, cópia da última ata de assembleia acompanhada do registro de presença dos participantes (inciso IV).

De toda sorte, os requisitos acima não afastam a possibilidade de a ANP solicitar documentos, informações, projetos ou providências adicionais para a instrução da fase de outorga da AO, em caso de dúvida superveniente (§ 3º, art. 5º, Resolução ANP nº 784/2019). E, ainda, conforme o art. 7º da referida resolução, a ANP realizará a vistoria das instalações para a concessão da AO, podendo ser esta facultada em caso de autorização para ampliação de capacidade (§ 1º, art. 7º), ou mesmo dispensada para instalações com armazenagem constituída apenas de tanques subterrâneos e das instalações com armazenagem de até 120m³, exceto para as instalações dos setores de lubrificantes e de asfalto (§ 2º,



art. 7º), que não são objeto do presente estudo. Cumpridas as disposições do art. 5º ao 7º, a ANP outorgará a AO da instalação de armazenamento, tendo como termo da publicação no *Diário Oficial da União* aquele em que poderá ser dado início à operação (art. 8º).

Além da referida AO para instalações fora do PAA, os operadores de mercado que desejam ser distribuidores e revendedores de combustível de aviação devem requerer junto à Anac, de modo individualizado, as autorizações para o exercício da respectiva atividade, regulamentadas pelas Resoluções ANP nº 17 e 18, de 26 de julho de 2006, com as suas alterações realizadas em 2019. Portanto, deve-se compreender cada um desses dois tipos de autorização, para distribuidor e para revendedor.

2.1.2 Da autorização de distribuição

A atividade de distribuição de combustíveis de aviação consiste na aquisição, no armazenamento, no transporte, na comercialização, no controle de qualidade, na assistência técnica e no abastecimento de aeronaves.⁹ A Resolução ANP nº 17, de 26 de julho de 2006, regulamenta¹⁰ a autorização da atividade de distribuição de combustíveis de aviação, a qual depende de autorização da ANP (art. 3º), obtida a partir de duas fases, quais sejam, a habilitação (inciso I, art. 4º) e, posteriormente, a outorga (inciso II, art. 4º). A primeira fase tem início com requerimento formulado por pessoa jurídica constituída sob as leis brasileiras, instruído necessariamente com qualificação jurídica e regularidade fiscal (inciso I, art. 5º), qualificação econômico-financeira (inciso II, art. 5º) e projeto de instalação de armazenamento e distribuição de combustíveis (inciso III, art. 5º).

Enquanto a instrução do projeto de instalação decorre da apresentação do próprio instrumento concebido pelo requerente, a qualificação jurídica e a regularidade fiscal podem ser comprovadas através da apresentação dos documentos constantes no art. 6º da Resolução ANP nº 17/2006, a saber:

- a. requerimento de autorização assinado por responsável legal ou preposto, sendo neste último caso acompanhado de cópia de procuração e, para ambos, de documento de identificação (inciso I);

9 Ver parágrafo único, art. 1º, da Resolução ANP nº 17/2006.

10 Conforme o art. 31 da Resolução, o desatendimento da regulamentação sujeita o agente às sanções da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e do Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

- b. ficha cadastral preenchida conforme modelo disponível no endereço eletrônico da ANP, assinada por uma das pessoas acima indicadas (inciso II);
- c. comprovante de inscrição no CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade de revenda de combustíveis de aviação, bem como da respectiva situação cadastral (inciso III);
- d. cópias do estatuto, do contrato social e/ou eventuais alterações que contemplem a atividade de distribuição de combustíveis de aviação, assim como, no primeiro caso, de ata de eleição dos administradores, para comprovação da regularidade do exercício do cargo (inciso IV);
- e. certidão da Junta Comercial, em que conste o histórico de todas as alterações dos atos constitutivos da pessoa jurídica (inciso V);
- f. comprovante do Certificado de Registro Cadastral (CRC), perante o Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores (Sicaf), com atendimento aos níveis I, II e III, contendo todos os documentos no prazo de validade, da matriz e das eventuais filiais relacionadas com a atividade (inciso VI).

Já a comprovação da qualificação econômico-financeira da pessoa jurídica interessada ocorre por meio da apresentação dos documentos constantes no art. 7º da Resolução ANP nº 17/2006, seja para o pedido inicial ou para eventual reexame em face de alterações do empreendimento (§ 5º):

- i. demonstrativo sumário da origem dos recursos que serão empregados na atividade de distribuição de combustíveis de aviação, com a projeção do fluxo de caixa para os 24 meses subsequentes ao protocolo do requerimento na ANP, conforme constante no sítio eletrônico da agência, devidamente assinado pelos responsáveis contábil, fiscal e legal, ou seus prepostos (inciso I e § 1º). Neste documento, será feita uma avaliação mínima da estrutura de capital, do capital de giro e dos índices de endividamento e rentabilidade do empreendimento (§ 2º), sendo os seus dados confidenciais (§ 4º);
- ii. informações contábeis resumidas dos saldos das contas do último dia do mês anterior ao protocolo do requerimento, bem como o balanço finalizado do último período ou balanço de abertura, a depender do caso (inciso II, alíneas “a” e “b”), igualmente assinados pelos responsáveis contábil, fiscal e legal, ou seus prepostos (§ 1º). Também neste



item, será realizada uma avaliação mínima da estrutura de capital, do capital de giro e dos índices de endividamento e rentabilidade do empreendimento (§ 2º);

- iii. estudo do empreendimento, em que conste a projeção mensal do volume pretensamente comercializado, segmentado por tipo de combustível de aviação, indicando-se a logística de suprimento e de distribuição pelo período de 24 meses contados do início da operação, com a informação das regiões geográficas que pretende atuar (inciso III). Neste item, a avaliação consistirá na verificação mínima de adequada capacidade de instalação de armazenamento e de distribuição ao volume mensal de comercialização previsto, bem como de compatibilidade da localização geográfica da instalação de armazenamento e de distribuição com o mercado consumidor (§ 3º, incisos I e II).

Não obstante, na fase de habilitação, a ANP poderá solicitar documentos, informações ou providências adicionais que considerar pertinentes à instrução do processo (art. 9º da Resolução ANP nº 17/2006). O indeferimento do requerimento pela agência (art. 10) ocorrerá quando não estiverem presentes todos os documentos referidos acima. Ademais, a rejeição se dará quando verificada qualquer ilegalidade que comprometa o requerimento (afirmações falsas ou inexatas, apresentação de documentos falsos ou inidôneos, CNPJ suspenso, inapto ou cancelado), ou então em virtude de o projeto de empreendimento estar localizado em moradia particular sem separação física nem acesso independente, ou ainda quando a pessoa jurídica tiver débito inscrito no Cadastro Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal (Cadin), em seu nome, ou em nome de administradores ou sócios, nos cinco últimos anos que antecedem ao requerimento – prazo igualmente aplicado quando o indeferimento decorrer de sanção definitiva de cassação de atividade regulada pela ANP.

A segunda fase – da outorga – tem início com a declaração de habilitação da pessoa jurídica juntamente com a outorga da AC das instalações de armazenamento e distribuição de combustíveis, devidamente publicada no *Diário Oficial da União* (art. 11, da Resolução ANP nº 17/2006).¹¹ Posteriormente à

11 A construção, por sua vez, fica dispensada quando a pessoa jurídica adquirir ou possuir tais instalações de armazenamento e distribuição (parágrafo único, art. 11). De todo modo, a despeito da falta de modificação da normatização em estudo, entende-se que a autorização de operação assumirá o lugar da autorização de construção, uma vez que esta fora abarcada por aquela com a nova sistemática regulatória já estudada no item 1.1.1.





declaração, a outorga à pessoa jurídica habilitada dependerá do cumprimento das seguintes obrigações insculpidas no art. 12 da Resolução ANP nº 17/2006:¹²

- a. comprovante de disposição de, ao menos, uma instalação de armazenamento e de distribuição de combustíveis, com a devida AO expedida pela ANP e localização fora do aeródromo, dispondo de pelo menos um tanque de combustível de aviação de utilização exclusiva do distribuidor (inciso I). O terreno onde se encontra a instalação em questão pode ser próprio – o que se comprova por certidão de registro do imóvel – ou arrendado – situação que pode ser comprovada por meio de contrato de arrendamento que atenda aos ditames legais (§§ 1º e 2º). Já a instalação deverá ser própria ou em regime de condomínio (§ 3º), sempre às expensas do arrendatário, ainda que a situação seja de arrendamento do terreno (§ 5º);
- b. comprovante de disposição de laboratório próprio ou contratado, com especialidade no controle de qualidade e na assistência técnica, dispondo dos equipamentos necessários ao atendimento aos métodos de ensaio constantes das normas técnicas e das especificações brasileiras para combustíveis de aviação (inciso II). Essa comprovação pode ser realizada a partir de Certificado de Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de químico ou engenheiro químico registrado no Conselho Regional de Química (CRQ), no qual informe que a pessoa jurídica dispõe de laboratório em sua instalação com infraestrutura, equipamentos e vidrarias necessárias para a realização dos ensaios e testes, com vistas ao controle de qualidade dos combustíveis de aviação, ou cópia do contrato com laboratório especializado e dotado dessas capacidades (§ 6º);
- c. comprovante do CRC, perante o Sicaf, com atendimento aos níveis I, II e III, contendo todos os documentos no prazo de validade, da matriz e das eventuais filiais relacionadas com a atividade (inciso III);
- d. cópia de alvará de funcionamento válido, expedido pela autoridade municipal, contemplando a atividade de distribuição de combustíveis de aviação (inciso IV);

¹² Relação atualizada pelo autor, de modo a considerar as dispensas de reconhecimento de firma e de autenticação de documento, conforme o art. 3º, incisos I e II, da Lei nº 13.726, de 8 de outubro de 2018.

- 
- e. comprovante de regularidade de inscrição estadual, referente à matriz e/ou às filiais que exercerão a atividade de distribuição de combustíveis de aviação (inciso V);
 - f. comprovante de inscrição e situação cadastral no CNPJ da matriz e das eventuais filiais relacionadas com a atividade de distribuição de combustíveis de aviação (inciso VI).

Como nas demais situações, a ANP poderá solicitar documentos, informações ou providências adicionais que considerar pertinentes à instrução do requerimento (§ 7º, art. 12, da Resolução ANP nº 17/2006). Além disso, independentemente do cumprimento de todas as solicitações legais ou da agência reguladora, a ANP poderá vedar o ingresso ou a permanência de agente econômico na atividade de distribuição de combustíveis de aviação quando houver fundadas razões de interesse público, as quais serão apuradas em processo administrativo, com a garantia do contraditório e da ampla defesa (art. 13 da Resolução ANP nº 17/2006).

Se deferido o requerimento para distribuição de combustíveis de aviação, desde que atendidas todas as determinações das fases de habilitação e outorga (§ 1º, art. 14, da Resolução ANP nº 17/2006), a pessoa jurídica obterá autorização para o exercício da atividade de distribuição desse tipo de combustível, com validade em todo o território nacional,¹³ podendo dar início à comercialização de combustíveis de aviação após a publicação do documento no *Diário Oficial da União*, desde que também seja detentora da autorização de operação da instalação de armazenamento e de distribuição (art. 14, *caput* e § 2º, da Resolução ANP nº 17/2006).

Acrescente-se que qualquer alteração relativa aos dados cadastrais da pessoa jurídica, à capacidade da instalação de armazenamento, ao quadro societário e à inclusão de filial deve ser informada à ANP no prazo de trinta dias da efetivação do ato, sob pena de indeferimento do requerimento de autorização pela agência, quando o processo estiver em fase de análise, ou, caso já concedida, sob pena de reexame da autorização outorgada (art. 15, *caput* e § 1º, da Resolução ANP nº 17/2006).

¹³ Contudo, segundo o art. 21 da Resolução ANP nº 17/2006: “O distribuidor somente poderá comercializar combustíveis de aviação em localidades onde puder prestar, diretamente ou através de revendedor autorizado, controle de qualidade desses produtos e assistência técnica ao consumidor”.



Além disso, a autorização para o exercício da atividade de distribuição de combustíveis de aviação tem natureza precária, podendo ser revogada, a qualquer tempo, por reconhecimento expresso da ANP, após o devido processo legal administrativo, em que se comprove: a) o lapso de 180 dias após a publicação da autorização sem que tenha sido iniciada a atividade, na hipótese de paralisação injustificada por mesmo período; b) que tenha o distribuidor deixado de atender aos requisitos das fases de habilitação ou outorga; c) que esteja exercendo a atividade em desacordo com a normatização vigente; ou d) que haja fundadas razões de interesse público (inciso II, art. 28, da Resolução ANP nº 17/2006). O cancelamento, a seu turno, pode ocorrer nos casos de extinção da pessoa jurídica, em decorrência de sua falência, ou mesmo por requerimento do distribuidor (inciso I, art. 28, da Resolução ANP nº 17/2006).

2.1.3 Da autorização de revenda

Especificamente quanto à atividade de revenda de combustíveis de aviação, a regulamentação mencionada a delimita como aquela atividade, realizada por pessoa jurídica constituída sob as leis nacionais, em caráter permanente e que atenda à regulação própria (art. 2º da Resolução ANP nº 18/2006) de utilidade pública, compreendendo a aquisição, o armazenamento, o transporte, a comercialização a varejo e o controle de qualidade dos combustíveis, a assistência técnica ao consumidor¹⁴ e o abastecimento de aeronaves (art. 3º).

Por sua vez, com vistas à obtenção da autorização para o exercício da atividade de revenda de combustíveis, o interessado deve apresentar pedido para cada matriz ou filial (art. 6º da Resolução ANP nº 18/2006), com os seguintes requisitos apresentados no art. 5º da mencionada resolução:¹⁵

- a. requerimento de AO assinado por responsável legal ou preposto, sendo, para este último caso, acompanhado de cópia de procuração e, para ambos, de documento de identificação (inciso I);

14 O conceito de consumidor a que se submete a normatização (e que será utilizado ao longo deste trabalho) está consagrado no inciso XI do art. 4 da referida resolução como “afretador, intermediário de operação comercial, pessoa jurídica ou pessoa física que utiliza combustíveis de aviação para abastecimento de aeronaves próprias, afretadas ou arrendadas”.

15 Versão atualizada pelo autor, considerando-se as dispensas de reconhecimento de firma e de autenticação de documento, consoante o art. 3º, incisos I e II, da Lei nº 13.726, de 8 de outubro de 2018.



- b. ficha cadastral preenchida, conforme modelo disponível no endereço eletrônico da ANP, assinada por uma das pessoas acima indicadas (inciso II);
- c. comprovante de inscrição no CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade de revenda de combustíveis de aviação, bem como de sua respectiva situação cadastral (inciso III);
- d. cópia de documento de inscrição estadual referente à matriz ou às filiais que exercerão a atividade de revenda de combustíveis de aviação (inciso IV);
- e. cópias do estatuto, do contrato social e/ou de eventuais alterações que contemplem a atividade de revenda de combustíveis de aviação, assim como, no primeiro caso, de ata de eleição dos administradores, para comprovação da regularidade do exercício do cargo (inciso V);
- f. comprovação de, ao menos, posse de instalação de armazenamento de combustíveis de aviação, localizada dentro do PAA, autorizada a operar pela autoridade aeronáutica e pela administração aeroportuária local, quando instalada em aeródromo público, ou pelo proprietário, quando em aeródromo privado (inciso VI).¹⁶ A instalação pode ser própria, arrendada ou em regime de comodato (§ 3º, art. 5º). O terreno onde se encontra a instalação em questão pode ser próprio – o que se comprova por certidão de registro do imóvel – ou arrendado – situação que se pode comprovar através de contrato de arrendamento que atenda aos ditames legais (§§ 1º e 2º do art. 5º);
- g. cópia de alvará de funcionamento válido, expedido pela autoridade municipal, contemplando a atividade de revenda de combustíveis de aviação (inciso VII);
- h. cópia de licença de operação, emitida pelo órgão de meio ambiente competente, para atividade de revenda de combustíveis de aviação (inciso VIII);

¹⁶ Em atendimento ao parágrafo único do art. 2º da Resolução ANP nº 784/2019. Note-se que a autorização de operação para este tipo específico de instalação – o que não abrange as demais modalidades do mesmo agente econômico – não é emitida pela ANP, mas pela autoridade aeronáutica e pela administração aeroportuária local (se aeródromo público), ou pelo proprietário (se aeródromo privado), devendo conter exigências adequadas, não excessivamente burocráticas e garantidoras da concorrência.

- i. cópia do certificado de vistoria do Corpo de Bombeiros competente, com a habilitação para a atividade de revenda de combustíveis de aviação (inciso IX);
- j. comprovante de que possui Unidade de Abastecimento de Aeronave (UAA) própria, afretada, arrendada ou em regime de comodato, com Caminhão-Tanque Abastecedor (CTA) licenciado pelo órgão competente, que atenda às normas de segurança de transporte de produto perigoso, com observância do quantitativo de veículos em função dos tipos de combustíveis de aviação a serem comercializados pelo revendedor (inciso X).

Para além do rol acima, caso a autorização seja para atividade de revenda desses combustíveis em local onde outro revendedor atuava, deverá ser adicionado documento emitido por órgão público competente que ateste o encerramento das atividades da empresa antecessora no referido local (§ 6º, art. 5º). Em todo caso, a ANP poderá solicitar documentos, informações ou providências adicionais que considerar pertinentes à instrução do processo (§ 5º, art. 5º).

A ANP indeferirá por despacho fundamentado o requerimento de autorização quando não presente toda a documentação supramencionada, ou quando verificada qualquer ilegalidade que comprometa o requerimento (afirmações falsas ou inexatas, apresentação de documentos falsos ou inidôneos), segundo o art. 8º da Resolução ANP nº 18/2006. De acordo com esse artigo, ainda se deve incluir como justificativa para o indeferimento a situação na qual pessoa jurídica (incluindo-se a coligada e a controladora) teve revogada a autorização para o exercício de atividade regulamentada pela ANP, em decorrência de penalidade aplicada em processo com decisão definitiva, ou cujos administradores e/ou quadro societário de pessoas físicas ou jurídicas participantes nas deliberações sociais estejam em débito decorrente do exercício de atividades regulamentadas pela ANP nos cinco anos anteriores ao requerimento.

Por outro lado, o atendimento a todas as obrigações normativas e eventuais novos requerimentos da ANP não garante o direito à obtenção de autorização para atividade de revenda, uma vez que a agência reguladora poderá impedir o ingresso e a permanência do agente econômico nessa atividade, na hipótese de verificação de razões fundadas no interesse público (§ 7º, art. 5º, da Resolução ANP nº 18/2006). Isso se deve à natureza precária desse tipo de autorização.

Assim sendo, essa autorização pode ser revogada a qualquer tempo, quando se comprovar, em processo administrativo, com garantia do contraditório e da



ampla defesa, que: a) o revendedor não deu início à atividade 180 dias após a publicação da autorização no *Diário Oficial da União*; b) que houve a paralisação injustificada da atividade de revenda, sem a comercialização de combustíveis de aviação, no prazo de 180 dias; c) que há razões de interesse público, justificadas pela autoridade competente; ou d) que a atividade tem sido executada em desconformidade à legislação vigente, incluindo-se os requisitos referentes à fase de outorga que acabaram por condicionar a autorização (inciso I, art. 19, da Resolução ANP nº 18/2006).

De outro modo, a autorização pode ser cancelada nos casos de extinção da pessoa jurídica (judicial ou extrajudicialmente), por sua decretação de falência, ou ainda por requerimento do revendedor (inciso I, art. 19).

Não obstante, ainda que seja concedida a autorização de atividade de revenda, qualquer alteração relativa aos dados cadastrais da pessoa jurídica, à capacidade da instalação de armazenamento, ao quadro societário e à inclusão de filial deve ser informada à ANP no prazo de trinta dias da efetivação do ato, sob pena de indeferimento do requerimento de autorização pela agência, quando o processo estiver em fase de análise, ou, caso já concedida, sob pena de reexame da autorização outorgada (art. 7º).

Enfim, consolidando-se a questão regulatória atual para a operacionalização no setor de revenda de combustíveis de aviação, tem-se o seguinte quadro comparativo das exigências anteriores e atuais da ANP:

Quadro 1. Comparativo de regimes autorizativos da ANP para a exploração dos mercados de distribuição e revenda de combustíveis de aviação

REGIME ANTERIOR (ANP)	REGIME ATUAL (ANP)
Autorização de Construção (AC)	Autorização de Operação (AO)
Autorização de Operação (AO)	
Autorização de Operação (AO) para Requalificação	
Autorização para Distribuição (H+OUT)	Autorização para Distribuição (H+OUT)
Autorização para Revenda (AR)	Autorização para Revenda (AR)

Fonte: Elaboração do autor.



Em breve análise do comparativo de normatizações do regulador, percebe-se claramente um movimento para maior desburocratização do setor, ainda que se perceba uma possibilidade de aprofundamento ainda maior. Isso porque as três autorizações ora existentes podem se fundir para apenas uma com múltiplos objetos, diante das similitudes de documentos requeridos e da complementaridade da autorização de operação e das autorizações para distribuição e revenda. Esse debate, contudo, será realizado no capítulo 2.

Para além dessa questão de regulação atrelada às autorizações, é relevante observar o funcionamento do mercado nacional de fornecimento de combustíveis de aviação, com as atividades ora conferidas aos agentes de mercado.

2.2 O mercado nacional de fornecimento de combustível de aviação

Inicialmente, é importante observar que a cadeia de fornecimento de combustíveis de aviação se compõe basicamente de quatro categorias de agentes econômicos, quais sejam, os produtores, os distribuidores, os revendedores e os consumidores.

A ANP, por meio da Resolução nº 778, de 5 de abril de 2019, definiu como produtor de combustível de aviação a “pessoa jurídica autorizada pela [agência] a produzir, armazenar e comercializar combustíveis de aviação” (inciso XII, art. 3º), enquanto o distribuidor de combustíveis de aviação seria a pessoa jurídica detentora de autorização para o desempenho dessa atividade de utilidade pública, que compreende a aquisição, o armazenamento, o transporte, a comercialização, o controle da qualidade, a assistência técnica e o abastecimento de aeronaves (inciso VIII, art. 3º). O revendedor de combustíveis de aviação, por sua vez, seria a pessoa jurídica detentora de autorização para o desempenho dessa atividade, também de utilidade pública, que abrange a aquisição, o armazenamento, o transporte, a comercialização a varejo e o controle da qualidade desses produtos, a assistência técnica ao consumidor e o abastecimento de aeronaves (inciso XXI, art. 3º).

O consumidor não fora previsto na referida normatização da ANP, mas, no inciso XI do art. 4º da Resolução ANP nº 18/2006, é considerado como “afretador, intermediário de operação comercial, pessoa jurídica ou pessoa física que utiliza combustíveis de aviação para abastecimento de aeronaves próprias, afretadas ou arrendadas”.



Tendo em vista as definições dos principais atores da cadeia de fornecimento em análise, devem-se observar as relações produtor-distribuidor-revendedor-consumidor em conformidade com a regulação ora vigente.

2.2.1 Da relação produtor-distribuidor-revendedor-consumidor

A comercialização do produtor somente pode ocorrer perante um distribuidor. Este, por sua vez, apenas pode adquirir combustíveis de aviação de produtor nacional ou de importador autorizado pela ANP, diretamente no mercado externo (quando autorizado para o exercício de atividade de importação desse produto e desde que não se trate do QAV-C),¹⁷ ou mesmo de outro distribuidor de combustíveis de aviação autorizado pela ANP (art. 17, incisos I a III e parágrafo único).

Então, o distribuidor contratará com o produtor quantidade mensal de combustível para a aviação, cujo instrumento contratual de fornecimento conterá disposição sobre a quantidade mensal contratada por unidade produtora, assim como o local de entrega, o modal de transporte utilizado e o preço indicativo pactuado entre as partes, inclusive com as condições de sua formação e dos seus reajustes (art. 16, *caput* e § 1º da Resolução ANP nº 17/2006).

Ademais, o contrato deve ser submetido, com antecedência mínima de sessenta dias da data de sua vigência, à homologação pela ANP,¹⁸ que analisará em até trinta dias após seu recebimento o atendimento à livre concorrência e à garantia da provisão, sob pena de o fornecimento ter início no termos do contrato. Neste caso, ficará o documento sujeito a uma manifestação posterior da agência, no prazo de sessenta dias a partir de sua entrada em vigor. Passado esse período, haverá homologação tácita do contrato (§§ 1º, 1º-A, 1º-B, 1º-C e 4º).

Na hipótese de recusa de homologação pela ANP, será concedido o prazo de trinta dias para a apresentação de novo instrumento contratual pelo produtor (§ 5º). De outro modo, qualquer alteração das condições contratuais deverá ser submetida a nova homologação pela ANP no prazo de trinta dias (§ 7º). Ressalvam-se, entretanto, os casos de alteração contratual que objetivem somente a prorrogação de seu prazo de vigência (respeitando-se apenas o prazo de ciência pela ANP, em até cinco dias após a sua assinatura ou antes do término do con-

17 Restrição adicionada pela Resolução ANP nº 779, de 5 de abril de 2019.

18 Prazo ampliado pela Resolução ANP nº 795, de 5 de julho de 2019.



trato, se ocorrer anteriormente aos cinco dias), ou de alteração contratual que se refira ao preço indicativo, o qual entrará em vigor nos seus termos, com possível manifestação da ANP em até trinta dias de sua vigência (§§ 8º e 9º).

Ainda sobre os termos contratuais, especificamente em relação à atenção recente da agência reguladora acerca de implicações concorrenciais de seus termos, a partir da Resolução ANP nº 795/2019, incluiu-se o § 10 ao art. 16 da Resolução ANP nº 17/2006, o qual passou a vedar a utilização de cláusulas de restrição de destino, possibilitando ao distribuidor comercializar com qualquer interessado, desde que respeitada a regulamentação em vigor.

Em outra seara – a do abastecimento –, o § 6º do art. 16 da Resolução ANP nº 17/2006 dispõe que o descumprimento de prazos pelo produtor implicará a adoção, pela agência reguladora, de medidas que visem garantir o abastecimento, sem prejuízo da aplicação de sanções administrativas cabíveis ao produtor. Em uma solução entre pares também relacionada ao abastecimento, a capacidade de instalação de armazenamento pode ser complementada com tancagem de recebimento, armazenamento e distribuição de outro distribuidor autorizado de combustíveis de aviação ou terminal, com localização fora de aeródromo, devendo o instrumento contratual que deu ensejo a essa relação jurídica ser submetido à ANP em até trinta dias, a contar da efetivação do ato (art. 20 da Resolução ANP nº 17/2006).

Já no tocante à comercialização de combustíveis de aviação partindo do distribuidor, esta somente pode ocorrer para fins aeronáuticos¹⁹ e ser realizada ou com outro distribuidor de combustíveis de aviação, ou com revendedor vinculado ou independente que possuir instalação de tancagem localizada em PAA autorizada, ou diretamente com o consumidor – neste caso, para abastecimento, desde que em aeródromo com instalação de tancagem localizada em PAA, ou para entrega em instalação de ponto de abastecimento regular (incisos I a III, bem como §§ 2º, 4º e 5º, todos do art. 19 da Resolução ANP nº 17/2006).

Todavia, excepciona-se essa delimitação de distribuição diretamente ao consumidor, desde que observadas as normas técnicas pertinentes e as regras da administração aeroportuária local, nos seguintes casos: a) por solicitação das Forças Armadas, da Polícia Militar, de Corpo de Bombeiros Militar e de outros órgãos públicos para abastecimento de aeronaves em locais desprovidos de PAA;

¹⁹ Inciso X, art. 24, da Resolução ANP nº 17/2006, com exceção do § 3º do art. 19 do mesmo diploma.



b) na hipótese de sinistros em PAA que impossibilitem o abastecimento de aeronaves; c) quando não houver distribuidor ou revendedor local com instalação de tancagem localizada em PAA em aeródromo público – desde que com autorização prévia da autoridade aeronáutica, após consulta à administração aeroportuária local, e atendidas as normatizações pertinentes – ou privado – desde que autorizado pelo proprietário e consideradas as normatizações pertinentes (incisos I a IV, § 1º, art. 19 da Resolução ANP nº 17/2006).

Quanto à relação entre distribuidor e revendedor, repise-se que pode aquele vender o produto a um revendedor independente – autorizado pela ANP, com possibilidade de vínculo comercial com mais de um distribuidor, mas sem obrigatoriedade de ostentação de suas respectivas marcas (inciso XVIII, art. 4º da Resolução ANP nº 18/2006) – ou revendedor vinculado (“bandeirado”), igualmente autorizado pela ANP, que guarde vínculo comercial com apenas um único distribuidor do qual ostenta a sua marca comercial (inciso XIX, art. 4º da Resolução ANP nº 18/2006).

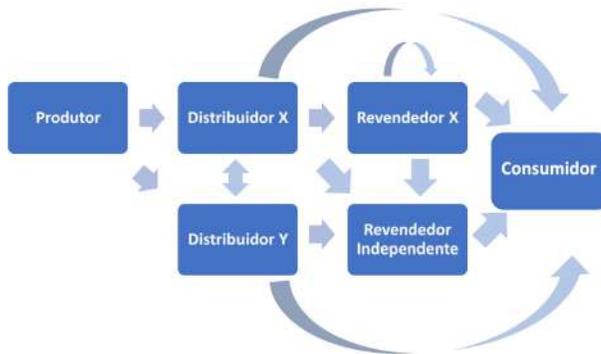
Nesse passo, a resolução ANP nº 18/2006 dispõe que o revendedor vinculado apenas pode adquirir combustíveis de aviação de um único distribuidor cuja marca comercial exiba, ou de outro revendedor vinculado que também ostente marca comercial do mesmo distribuidor desse combustível (incisos I e II, art. 9º). Por outro lado, o revendedor vinculado tem possibilidade de comercialização restrita aos consumidores (conceito da ANP anteriormente visto), aos revendedores independentes e aos revendedores vinculados que ostentem marca comercial do mesmo distribuidor desse tipo de combustível (incisos I, II e III, art. 10).

Em relação ao revendedor independente, faculta-se a aquisição de combustível de aviação de um ou mais distribuidores ou de revendedor vinculado (incisos I e II, art. 11). De outro modo, diferentemente do “bandeirado”, o revendedor independente fica restrito à comercialização dos referidos combustíveis com o consumidor, sendo vedada a comercialização ou transferência desses produtos entre revendedores independentes (art. 12, *caput* e parágrafo único).

Em relação ao fornecimento, no transporte de combustíveis de aviação, apenas podem ser utilizados caminhões-tanque, CTAs, UAAs, navios-tanque, vagões-tanque, balsas, contêineres ou tambores que atendam aos requisitos mínimos, de modo a garantir a qualidade dos combustíveis, consoante norma técnica vigente (art. 18 da Resolução ANP nº 17/2006).

2.2.2 Da cadeia de fornecimento na prática

Tendo em vista o estudo da normatização acima, sobre o relacionamento entabulado entre os quatro atores da rede de fornecimento de combustível de aviação no Brasil, tem-se a seguinte ilustração acerca da cadeia de abastecimento descrita:



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 1. A cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação

Nesse aspecto, a cadeia de abastecimento dos combustíveis para aviação civil comercial no Brasil exige necessariamente que o produto seja passado do produtor para o distribuidor antes de chegar aos revendedores ou consumidores (ODDONE, 2019, p. 50). Portanto, cada revendedor – seja independente ou não – depende de ao menos um distribuidor para a realização de sua atividade econômica.

De acordo com Oddone (2019, p. 49), no primeiro quadrimestre de 2019, existiam cerca de 150 distribuidoras de combustíveis no Brasil. Especificamente quanto ao QAV em geral, apenas a BR Distribuidora e a Raízen Combustíveis representavam no período cerca de 84% (oitenta e quatro por cento) do mercado, chegando-se a 99,97% (noventa e nove vírgula noventa e sete por cento) quando considerada também a British Petroleum.

Em outros termos, o mercado nacional tem uma alta concentração no necessário mercado de distribuição de combustível para aviação (oligopólio), o que acaba por impedir a maior concorrência por preços. Basta observar, a título de ilustração, a partir do Relatório da Administração da Petrobrás sobre o ano de 2018, especificamente no setor de comercialização de combustíveis de aviação, que houve um aumento do lucro bruto ajustado, neste segmento, em



26,8% (vinte e seis vírgula oito por cento) – para cerca de 917 milhões de reais –, em função, principalmente, do “incremento de 27,2% nas margens médias de comercialização” (PETROBRAS, 2019, p. 28).²⁰

Por outro lado, quanto às revendas de combustíveis para aviação, nota-se que algumas ou todas as instalações deverão se localizar necessariamente dentro das infraestruturas aeroportuárias nacionais, casos em que a autorização de operação é emitida pela autoridade aeronáutica, bem como pelo operador aeroportuário local. Sobre essa questão, a Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986 (Código Brasileiro de Aeronáutica – CBA), dispensa do regime de concorrência pública a utilização de áreas aeroportuárias pelos concessionários ou permissionários dos serviços aéreos públicos para abrigo, reparação e abastecimento de aeronaves (art. 40). Em outras palavras, o acesso às infraestruturas pelos revendedores dependerá das condições requeridas pelos administradores aeroportuários, desde que atendam às imposições da autoridade aeronáutica, mas sem qualquer procedimento de concorrência pública.

Assim, o termo de utilização será lavrado e assinado pelas partes em livro próprio (§ 1º, art. 40, CBA), devendo-se considerar que, para a hipótese de construção de benfeitorias permanentes, o prazo para utilização deve permitir a amortização do capital empregado (§ 2º, art. 40, CBA), uma vez que as benfeitorias ficarão incorporadas ao imóvel e, findo o prazo, serão restituídas, juntamente com as áreas, sem qualquer indenização (§ 4º, art. 40, CBA). No entanto, se a administração aeroportuária necessitar da área antes da expiração do prazo, o usuário terá direito à indenização correspondente ao capital não amortizado com benfeitorias permanentes (§ 3º, art. 40, CBA).

Assim, pelo exposto, no mercado revendedor, pode-se gerar um prejuízo à competição, com a dispensa de concorrência para a instalação de revendedores nas infraestruturas aeroportuárias. Esse malefício pode decorrer, principalmente, da seleção de agentes menos competitivos pelos administradores aeroportuários para a atuação no aeródromo. E o prejuízo ainda pode ser maior: como o espaço dos aeroportos é limitado, não se permite a existência de tantos concorrentes, uma vez que a infraestrutura aeroportuária deve ter inúmeros fins para além das instalações de revendedores.

²⁰ Saliente-se que não há uma condenação dos lucros legítimos das distribuidoras, mas apenas a comprovação de que esses tendem ao crescimento, em um mercado com muitas barreiras, pela elevação dos preços.



Em relação ao modo de fornecimento dos combustíveis de aviação, cujo objetivo exclusivo são as atividades aeronáuticas (§ 1º, art. 13), tanto os revendedores vinculados como os independentes somente poderão comercializar ao consumidor diretamente no tanque da aeronave, em ponto de abastecimento com licença de órgão ambiental competente, ou em tambor ou contêiner, desde que haja comprovação, pelo consumidor, de que o produto será utilizado por aeronave registrada em órgão competente (incisos I a III, art. 13). Neste último caso, se o abastecimento através de tambor ou contêiner ocorrer em aeronaves na região Norte, a comercialização apenas poderá ser efetuada após prévia autorização da autoridade aeronáutica, da administração aeroportuária local ou do Departamento de Polícia Federal (§ 2º, art. 13). Em todos os casos, pois, deverão ser observadas as regras técnicas de operação de aeronave e de abastecimento (§§ 4º e 5º, art. 13).

Por razões de segurança e normatização, a comercialização de combustíveis de aviação será interrompida em aeródromos públicos ou privados quando interditados ao tráfego aéreo, seja de modo permanente, em caso de cancelamento de homologação ou de registro para sua operação pela autoridade aeronáutica, ou em caráter temporário, nas hipóteses de emergência ou de riscos à segurança de sua operação (art. 14).

Para os objetivos deste estudo, porém, não basta compreender o relacionamento dos atores da cadeia de fornecimento de combustíveis de aviação. É necessário também investigar as especificações dos combustíveis utilizados no setor, uma vez que são fundamentais tanto para a percepção ampla do mercado quanto para a apuração de seus custos operacionais. É o que será visto no item a seguir.

2.3 Os tipos de combustíveis de aviação autorizados pela ANP

A ANP, através da Resolução nº 18/2006, considera como combustíveis de aviação, desde que atendidas as especificações estabelecidas pela autoridade reguladora (inciso X, art. 4º):²¹ o Querosene de Aviação (QAV-1 ou JET A-1),²²

21 Redação alterada pela Resolução nº 779, de 5 de abril de 2019, publicada no *Diário Oficial da União* de 8 de abril de 2019.

22 De acordo com o inciso XVII do art. 4º da mencionada resolução, “derivado de petróleo utilizado como combustível em turbinas de aeronaves”.



o Querosene de Aviação C (QAV-C),²³ a Gasolina de Aviação (GAV ou AVGAS)²⁴ e o Álcool Etilíco Hidratado Combustível (AEHC)/Etanol Hidratado Combustível.²⁵

Ainda que existam algumas possibilidades de combustível para a aviação no geral, quando se trata da aviação civil comercial, os mais utilizados costumam ser o QAV-1 e o QAV-C, para melhor atendimento às necessidades dos aviões de portes intermediário ou grande. Para tanto, deve-se observar o tratamento especificado desses tipos de querosene usados para abastecimento de aeronaves.

A partir da Resolução da ANP nº 778, de 5 de abril de 2019,²⁶ mudaram-se as especificações acerca dos combustíveis utilizáveis na aviação, de modo a estabelecer novas especificações do querosene de aviação, querosenes de aviação alternativos e do querosene de aviação C, assim como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam esses produtos no Brasil, sob pena de proibição de comercialização (§ 1º, art. 1º) e de inúmeras sanções legais.²⁷

Desse modo, a Resolução ANP nº 778/2019, em seu art. 3º, inciso VII, dispõe sobre as possíveis modalidades desse tipo de combustível de aviação: “querosene de aviação, querosene de aviação alternativo e querosene de aviação C”. Nesse contexto, o referido artigo 3º ainda define como querosene de aviação (QAV-1) aquele “de origem fóssil, denominado internacionalmente JET A-1, destinado exclusivamente ao consumo em turbinas de aeronaves” (inciso XIII), enquanto o querosene de aviação alternativo (QAV alternativo) seria o “derivado de fontes alternativas, como biomassa, gases residuais, resíduos sólidos, carvão e gás natural, produzido pelos processos que atendam ao estabelecido nesta Resolução” (inciso XIV). Por fim, o querosene de aviação C (QAV-C) é definido como o combustível indicado “exclusivamente ao consumo em turbinas de aeronaves, composto de

23 “Combustível destinado exclusivamente ao consumo em turbinas de aeronaves, composto de um único tipo de Querosene de Aviação Alternativo misturado ao Querosene de Aviação (QAV-1) nas proporções máximas definidas em resolução da ANP” (inciso XXII, art. 4º).

24 “Derivado de petróleo utilizado como combustível em aeronaves com motores de ignição por centelha” (inciso XIV, art. 4º).

25 “Combustível utilizado em aeronaves com motores de ignição por centelha” (inciso V, art. 4º).

26 Em vigor, na consonância do art. 24, quarenta dias após a sua publicação, que se deu em 8 de abril de 2019.

27 Conforme o art. 22 do mencionado dispositivo legal: “O não atendimento ao disposto nesta Resolução sujeita o infrator às sanções administrativas previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, alterada pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999, sem prejuízo das penalidades de natureza civil e penal”.



um único tipo de QAV alternativo misturado ao QAV-1 nas proporções definidas nesta Resolução” (inciso XV).

Os querosenes de aviação alternativos abarcados por este diploma normativo, segundo o § 2º, art. 1º, da Resolução ANP nº 778/2019, são: a) o querosene parafínico hidroprocessado e sintetizado por Fischer-Tropsch – SPK-FT (inciso I);²⁸ b) o querosene parafínico sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados – SPK-HEFA (inciso II);²⁹ c) o querosene parafínico sintetizado com aromáticos – SPK/A (inciso III);³⁰ d) o querosene parafínico sintetizado por álcool – SPK-ATJ (inciso IV);³¹ e) as isoparafinas sintetizadas de açúcares fermentados e hidroprocessados – SIP (inciso V).³²

Assim, de acordo com o § 3º, art. 1º, da Resolução ANP nº 778/2019, para formulação do querosene de aviação C (QAV-C), ao querosene de aviação (QAV-1) deve ser adicionado querosene de aviação alternativo (QAV alternativo), nas proporções a seguir: a) até o limite máximo de 50% em volume no caso do SPK-FT, SPK-HEFA, SPK/A e SPK-ATJ (inciso I), e b) até o limite máximo de 10% em volume no caso do SIP (inciso II), sendo vedada a utilização de QAV alternativo nos motores das aeronaves sem a devida mistura com o QAV-1, nas proporções descritas (§ 4º, art. 1º). Do mesmo modo, fica vedada a adição de mais de um tipo de QAV alternativo ao QAV-1, como também a mistura de diferentes tipos de QAV-C (§ 5º, art. 1º), mas é possível que o QAV-C capaz de atender a todos os requisitos de qualidade seja misturado ao QAV-1 (§ 6º, art. 1º).

Por sua vez, saliente-se que a mistura do QAV alternativo ao QAV-1 para a composição do QAV-C somente pode ser realizada pelos distribuidores de combustíveis de aviação e pelos produtores de QAV-1 autorizados pela ANP (art. 2º da Resolução ANP nº 778/2019).

28 Sua definição, segundo o inciso XVI do art. 3º, é a seguinte: “querosene parafínico sintetizado obtido de um ou mais precursores produzidos pelo processo Fischer-Tropsch (FT)”.

29 Segundo definição constante no inciso XVIII do art. 3º, trata-se de “querosene parafínico sintetizado obtido pela hidrogenação de ésteres de ácidos graxos e ácidos graxos livres”.

30 Definido pelo inciso XVII do art. 3º como “querosene parafínico sintetizado a partir de variação do processo Fischer-Tropsch com adição de aromáticos”.

31 De acordo com o inciso XIX do art. 3º, é um “querosene parafínico sintetizado a partir de álcool etílico ou isobutílico, processado através de desidratação, oligomerização, hidrogenação e fracionamento”.

32 Consoante o inciso X do art. 3º, “querosene isoparafínico sintetizado a partir de açúcares com subsequente hidrogenação”.



Quanto à armazenagem dos querosenes permitidos pela agência, esta deve ser realizada em terminal de QAV-1, assim considerado como a instalação autorizada³³ para o recebimento, expedição e armazenagem de QAV-1, QAV alternativo e QAV-C (inciso XXIII, art. 3º).

Após a delimitação do mercado nacional de fornecimento de combustível de aviação, inclusive quanto aos produtos ofertados, devem-se analisar os impactos de seus custos na parcela maior do público consumidor, qual seja, as empresas aéreas comerciais.

2.4 O impacto do custo de combustível para as aéreas comerciais

De acordo com o Anuário de Transporte Aéreo da Anac (2018), antes do encerramento das atividades da Avianca Brasil, a GOL, a Latam e a Azul detinham conjuntamente 86,2% (oitenta e seis vírgula dois por cento) do mercado doméstico. Nesse contexto, o presente estudo demonstra a evolução, entre os anos de 2017 e 2019, do percentual dos combustíveis nas três maiores empresas aéreas de capital aberto no país, que representam o percentual majoritário do mercado consumidor (dessa categoria de aviações comerciais).

A GOL Linhas Aéreas apresentou nos seus balanços um percentual na casa das três dezenas do custo do combustível de aviação e dos lubrificantes³⁴ em comparação com sua receita, tendo maior aumento em 2018, ante a elevação da cotação do dólar e do preço do combustível, como se observa adiante:

33 Conforme a Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015.

34 A mencionada empresa não segmenta os custos de combustíveis de aviação em relação aos lubrificantes. Por conta disso, provavelmente, acaba por ter um percentual acima da média das demais, a despeito de ser a maior empresa com voos comerciais domésticos e, portanto, com maior escala.



Tabela 1. Comparativo entre receita e custo de combustível da Gol Linhas Aéreas

GOL LINHAS AÉREAS			
ANO	RECEITA	COMB + LUB	%COMB
2017	R\$ 10.085.383.000,00	R\$ 2.930.442.000,00	29%
2018	R\$ 11.204.977.000,00	R\$ 3.958.158.000,00	35%
2019 ³⁵	R\$ 10.061.400.000,00	R\$ 3.038.000.000,00	30%

Fonte: Gol Linhas Aéreas (2019).

A segunda empresa aérea com maior número de voos comerciais domésticos no país é a LATAM Linhas Aéreas. Essa companhia, além de segmentar no seu balanço o custo dos combustíveis de aviação relacionado aos lubrificantes, acaba se diferenciando por ter maior número de voos fora do território brasileiro, em face de sua característica mais descentralizada, decorrente da fusão da empresa brasileira TAM com a chilena LAN. Logo, parte relevante dos custos de combustíveis de aviação contabilizados considera valores não praticados no país para voos igualmente não realizados com partida e/ou destino no Brasil, mas não foge à regra geral. Para tanto, note-se:

Tabela 2. Comparativo entre receita e custo de combustível da LATAM Linhas Aéreas

LATAM LINHAS AÉREAS			
ANO	RECEITA	COMB	%COMB
2017	R\$ 10.163.796.000,00	R\$ 2.318.816.000,00	23%
2018	R\$ 10.368.214.000,00	R\$ 2.983.028.000,00	29%
2019 ³⁶	R\$ 7.560.325.000,00	R\$ 2.185.227.000,00	29%

Fonte: LATAM Linhas Aéreas (2019).

Por sua vez, a Azul Linhas Aéreas, como a terceira maior companhia nacional de voos comerciais domésticos, acaba por seguir parâmetros assemelhados das duas primeiras acerca do percentual do custo de combustíveis de aviação em relação ao faturamento, como se vê adiante:

35 Até o terceiro trimestre de 2019.

36 Até o terceiro trimestre de 2019.

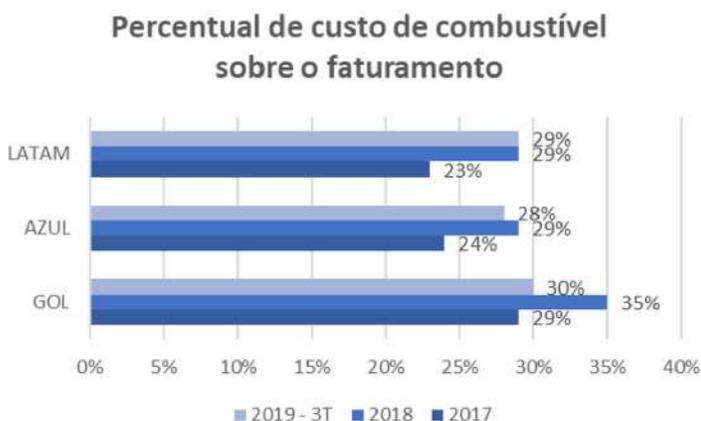


Tabela 3. Comparativo entre receita e custo de combustível da Azul Linhas Aéreas

AZUL LINHAS AÉREAS			
ANO	RECEITA	COMB	%COMB
2017	R\$ 7.773.500,00	R\$ 1.848.200,00	24%
2018	R\$ 9.204.600,00	R\$ 2.644.300,00	29%
2019 ³⁷	R\$ 8.190.400,00	R\$ 2.254.100,00	28%

Fonte: Azul Linhas Aéreas (2019).

Em consolidação dos números supramencionados, observa-se o seguinte quadro para quase 90% do mercado de aviação comercial doméstica no Brasil:



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 2. Percentual de custo de combustível sobre o faturamento das aéreas

Nesse diapasão, percebe-se claramente a relevância desse tipo de custo, que representa, em média, quase 30% do faturamento das empresas aéreas. Esse índice acaba se elevando quando considerada a distribuição dos custos pelas participações de mercado, conforme estudo realizado pela Anac (2018), segundo o qual o custo de combustíveis e lubrificantes era da ordem de 32,2% (trinta e dois vírgula dois por cento) das receitas das companhias aéreas que operam voos domésticos no Brasil.

³⁷ Até o terceiro trimestre de 2019.



Por outro lado, uma apresentação do diretor-geral da ANP demonstra a variação recente muito superior do preço do QAV em comparação ao PIB nacional, a saber:



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 3. Relação entre o preço do QAV e o PIB

A figura 3 comprova que, nos últimos anos, ocorreu um completo descolamento do preço do QAV em relação ao declínio ou baixo crescimento da economia brasileira. Em outras palavras, houve uma pressão dos custos de combustíveis de aviação, ao mesmo tempo que as disponibilidades financeiras dos passageiros foram reduzidas, em razão da crise econômica no país.

Não obstante, para além do preço, a crise nacional acabou por ensejar o aumento da tributação incidente sobre os combustíveis em geral, notadamente o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS (de competência estadual), como tentativa de compensar a queda da arrecadação e de diminuir os impactos da crise fiscal.

Nesse aspecto, o custo dos combustíveis em geral – e, por conseguinte, da aviação – acabou por ter um impacto maior que o demonstrado na figura 3, em razão da incidência de tributação sobre esses produtos. Afinal, os impostos cobrados sobre os combustíveis são considerados como uma taxaço indireta à aviação civil.³⁸

38 Segundo FMI (2006, p. 6): “There are several possible types of indirect tax on aviation [...]: an excise tax—meaning one that (unlike, in particular, the value-added tax (VAT)) is not creditable or refundable to business users—on aviation fuel, which, for brevity, is assumed throughout the analysis to be levied in specific form (that is, as a fixed monetary amount per gallon) [...]”.



Estudo do FMI (2006, p. 11) de mais de uma década, relativo aos tributos sobre combustível de aviação, demonstrou que o Brasil seria o país com maior cobrança de taxas em combustível para a aviação doméstica. A despeito daquele alerta, a situação não mudou. Especificamente sobre o Brasil, estudo mais recente de Burghouwt *et al.* (2016, p. 1), patrocinado pela IATA, revela que as empresas aéreas brasileiras pagam um dos maiores encargos tributários sobre combustíveis do mundo, cerca de 17% acima da média global, equiparando-se somente ao Equador, ao Panamá e ao Peru. Essa observação foi confirmada pelo IHLG,³⁹ em suas pesquisas.⁴⁰

Por todo o exposto, comprova-se que o custo de combustível, considerando ou não os tributos incidentes, tem grande impacto na operação das companhias aéreas que atuam no país, de maneira que a busca de uma redução desse custo pode colaborar no incremento do setor de aviação comercial.

Destarte, cumpre observar de que forma poderia haver uma política pública de redução do custo com combustível de aviação,⁴¹ em um contexto de liberalização da economia brasileira, uma vez que as políticas de intervenção direta acabam por gerar efeitos colaterais muito danosos, que terminam por ser pagos pelos contribuintes. É o que será visto a seguir.

3 PROPOSTAS DE INCREMENTO DO SETOR AÉREO ATRELADAS À LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE COMBUSTÍVEL

O incremento na aviação comercial no Brasil, em um contexto de país em desenvolvimento e com o mercado pouco maduro, tem relação direta com o aumento nos rendimentos da população. Esse contexto se difere de países

39 O Industry High Level Group (IHLG) é um grupo informal que trata das questões de significância global para a aviação civil internacional, estabelecido em setembro de 2013, através da união da International Civil Aviation Organization (ICAO), da Airports Council International (ACI), da Civil Air Navigation Service Organisation (CANSO), da International Air Transport Association (IATA) e da International Coordinating Council of Aerospace Industries Associations (ICCAIA) (IHLG, 2019, p. 2).

40 Nesse diapasão, percebe-se que os custos excessivos e a elevada tributação – para além da insuficiente infraestrutura e da precária gestão de tráfego aéreo – são grades desafios que restringem o crescimento do setor, de acordo com o IHLG (2019, p. 61).

41 Segundo o Plano Aeroviário Nacional (Ministério dos Transportes, Portos e Aviação CIVIL, 2018a, p. 62): “A redução do preço das passagens aéreas, contudo, não deve se dar apenas em virtude de maior concorrência no setor e da possibilidade de diferenciação de tarifas. São necessárias políticas públicas que possibilitem uma redução do custo operacional das empresas aéreas”.



desenvolvidos, com alta renda *per capita*, nos quais haveria uma menor elasticidade no preço das passagens.⁴²

Portanto, em uma política liberalizante – reafirmada pela Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 –, com a efetiva inserção brasileira nas cadeias globais e a consequente melhoria na situação econômica local, há uma possibilidade real de elevação da demanda por transporte aéreo,⁴³ mesmo que seja difícil atestar a elasticidade do preço em aviação,⁴⁴ sobretudo diante da diferença de demanda entre os viajantes de negócios e os de turismo.⁴⁵

No entanto, já é percebida uma tendência de crescimento do setor aéreo na América Latina e no Caribe – países com baixos níveis de desenvolvimento –, mesmo que a situação econômico-política não tenha sido das mais favoráveis.⁴⁶ Talvez isso ocorra por ser o transporte aéreo pouco desenvolvido nesses locais e ter alta possibilidade de crescimento, a par da situação econômica desfavorável.

De um modo global, o IHLG (2019, p. 8) afirma que inúmeros fatores podem influenciar na elevação da demanda por serviços aéreos no mundo, como regimes regulatórios menos complexos, melhorias tecnológicas e redução dos custos de combustível, que impactam diretamente as despesas das companhias

42 De acordo com Brons (2002, 167): “[...] consumers with a higher disposable income would be less price sensitive, implying a negative relation between income level and the magnitude of the price elasticity of demand for air transport”.

43 Como já atestado por Mutti e Murai (1977, p. 45 e ss.), “higher incomes are generally associated with relatively higher demand for air transport”.

44 Brons (2002, p. 165) afirma: “The estimation of price elasticities in aviation can, however, be rather difficult, given the various problems concerning data availability on prices, number of passengers, etc.”. Para uma análise econométrica do mercado imperfeitamente reversível dos Estados Unidos, ver Wadud (2014, p. 101), cujo estudo não é conclusivo acerca da assimetria na resposta do preço do combustível (se teria razão comportamental ou relação com o repasse assimétrico do custo do combustível pelas companhias aéreas norte-americanas).

45 Como ensina Brons (2002, p. 167-168): “In general, demand for business travel tends to be less sensitive to changes in air fare than demand for leisure travel. Leisure travel is generally regarded as discretionary expenditure. Many goods and services compete with leisure travel for obtaining a share of the consumer’s discretionary budget. Thus, even while the number of perfect substitutes for air travel may not be overwhelming as has been pointed, leisure travel, compared to business travel, has some additional substitutes inside as well as outside of the transport sector and therefore tends to be more sensitive to changes in airfares, implying a higher absolute price elasticity”. Na categoria de negócios, o tempo tem um custo e visa à maximização da produtividade na viagem.

46 Sobre o atual cenário da América Latina, o IHLG (2019, p. 26) afirma: “The Latin America and the Caribbean aviation sector has been growing in recent years, despite economic and political difficulties in certain markets. Expansion is expected to continue over the next two decades. However, infrastructure deficiencies and higher taxes on the sale or use of air transport are constraints to creating jobs and generating economic benefits”.



aéreas e os preços das passagens. E, para tanto, quanto maior a abertura do transporte aéreo mundial, maiores serão os benefícios atrelados ao setor, com retroalimentação à própria economia global.⁴⁷

Nessa linha de entendimento, o Brasil tem evoluído desde o PNAC de 2009,⁴⁸ no sentido de uma maior abertura do transporte aéreo, para o crescimento do mercado interno, o qual tem grande potencial perante as dimensões continentais e o seu incipiente grau de desenvolvimento.

Na perspectiva dos combustíveis, a Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019, passou a estabelecer diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil. Entre suas recomendações, observa-se submissão ao Conselho, no prazo de até 180 dias, de estudos sobre os modelos de negócios e os arranjos societários no setor de abastecimento de combustíveis e biocombustíveis, bem como as condições de acesso de terceiros a terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, cuja elaboração deve ficar a cargo do Ministério de Minas e Energia, juntamente com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, a ANP, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e outros convidados (art. 2º).

Ainda que não esteja entre as prioridades do art. 1º da referida resolução, que enfatiza os combustíveis automotivos (sobretudo em razão da greve dos caminhoneiros de 2018), há uma clara necessidade principiológica de promoção da livre concorrência também no abastecimento de aeronaves no país. Especificamente quanto ao objeto deste estudo, o horizonte mais liberalizante e competitivo

47 “If growth were to slow due to restrictive trade, immigration, political factors and increasing fuel price, the total number of jobs supported by the air transport sector (including air transport supported tourism) could be 12 million lower by 2036 than the base forecasts. In this scenario, the contribution of the air transport sector to world GDP would be USD 820 billion (2016 prices) lower, with an additional USD 390 billion lost through lower tourism activity” (IHLG, 2019, p. 8-9).

48 Sobre o papel da PNAC para a eficiência das operações da aviação civil, afirma-se: “No mesmo sentido, o marco regulatório da aviação civil, em todos os seus segmentos, deve ser desenhado de maneira a buscar maior eficiência econômica, novamente sem prejuízo da segurança e observados os interesses estratégicos do país. A obtenção de maior eficiência econômica permite a ampliação do bem-estar social e possibilita melhor alocação de recursos produtivos. A alocação eficiente dos recursos possibilita maior oferta dos serviços de transporte aéreo, o que, sob a égide dos apropriados instrumentos regulatórios, resulta na ampliação da concorrência. A maior concorrência, por sua vez, ao incentivar maiores níveis de qualidade e menores preços, age no sentido de agregar novos usuários ao modal de transporte aéreo” (BRASIL, 2009, item 2.6).



já vem sendo indicado também pela ANP, como observado em sua Portaria nº 399, de 10 de outubro de 2018. Esse instrumento normativo determina a formação de um grupo técnico composto por integrantes da Anac e da ANP (art. 2º) para tratar da regulação das instalações de armazenamento de combustíveis de aviação em aeroportos, sua operação, modelos de acesso a entrantes e regras de transição, com a tarefa de identificar ações para estimular a competição entre os agentes regulados e de reduzir as barreiras técnicas e regulatórias existentes (art. 1º) – cujo prazo para relatório se encerrou em 17 de dezembro de 2018.⁴⁹

Tendo em vista o direcionamento da política nacional relativa aos combustíveis e ao mercado de transporte aéreo para um horizonte de maior liberalização e fomento à concorrência, o Plano Aeroviário Nacional prevê que a corrente demanda de passageiros, de 216,6 milhões no ano de 2017, deve chegar a 537,6 milhões em 2038, ou seja, um incremento superior a 100% no mercado (MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES, PORTOS E AVIAÇÃO CIVIL, 2018a, p. 26). Logo, resta observar alguns fatores que podem ajudar no aprofundamento de tal política, do ponto de vista prático.

Para tanto, propõem-se as seguintes medidas relativas aos combustíveis de aviação, que teriam a capacidade de consolidar a abertura do mercado no Brasil, com o intuito de incrementar o setor aéreo através da melhoria dos seus níveis de eficiência:⁵⁰ a) o adequado procedimento de autorização de agentes econômicos para a atuação no mercado; b) a ampliação da oferta de combustíveis para o setor de aviação; c) o estímulo à entrada de novos produtores, distribuidores e revendedores de combustíveis; d) um modelo de extinção progressiva de tributos relacionados aos combustíveis de aviação. Assim, convém analisar cada uma dessas propostas em tópicos específicos.

49 Alteração do prazo definida no art. 1º da Portaria ANP nº 424, de 1º de novembro de 2018.

50 O PNAC, quanto às ações estratégicas para a “eficiência das operações da aviação civil” (BRASIL, 2009, item 3.6), sustenta que a regulação deve: “Estabelecer diretrizes que confirmam ao mercado o papel de equilibrar a oferta e a demanda, prevalecendo a liberdade tarifária nos serviços de transporte aéreo; acompanhar o comportamento do mercado de transporte aéreo visando à adoção de medidas para atender a demanda com base na eficiência econômica, buscando o incremento da oferta e a ampliação da capacidade da infraestrutura aeronáutica e aeroportuária civis; apoiar o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) no combate às infrações contra a ordem econômica no âmbito do setor de aviação civil; elaborar normas e procedimentos para facilitar o acesso de potenciais entrantes naqueles aeródromos que apresentem saturação de tráfego com vistas à ampliação da competição” (BRASIL, 2009).



3.1 O adequado procedimento de autorização de operação

De acordo com o analisado anteriormente, a ANP tem buscado simplificar os procedimentos atinentes à operação no setor de combustíveis de aviação, em todos os pontos da cadeia de fornecimento. Por exemplo, houve uma clara desburocratização do procedimento para autorização de operação, anteriormente segmentado em autorizações de construção e de operação.

Contudo, há uma necessidade de ampliação do processo de desburocratização e liberalização, para a maior competitividade nesses mercados e consequente benefício para o setor aéreo.⁵¹ Sob essa mesma compreensão, a Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018, reconhece como algumas diretrizes políticas de comercialização do petróleo e do gás natural da União (art. 1º) o atendimento aos objetivos da política energética nacional (inciso I) e o primado da simplicidade, transparência, rastreabilidade e adoção das melhores práticas da indústria, respeitado o sigilo de informações quando exercida a opção de contratação do agente comercializador (inciso VII).

No entanto, os procedimentos para a obtenção de autorizações relativas à distribuição e à revenda de combustíveis de aviação civil datam de 2006, em uma lógica excessivamente burocrática, que afasta agentes do mercado, como já havia ocorrido no passado com os complexos procedimentos necessários à operação. E mais: quanto ao procedimento de obtenção de autorização para distribuição, a norma emitida pelo regulador segmenta em duas fases (habilitação e outorga), com a apresentação de documentações muitas vezes replicadas para cada uma delas.

Conquanto indique críticas à atual normatização do regulador do setor, o presente trabalho não pretende se restringir a isso e, embora possa cometer algumas distorções, passíveis de serem superadas após o debate, buscará apresentar um modelo único para a obtenção de autorizações pelos agentes econômicos junto à ANP. Como este estudo tem como lógica uma maior liberalização do segmento – inclusive a partir do fomento à entrada de novos concorrentes no mercado –, entende-se que um procedimento único pode incrementar o número

51 No dizer de Morrison e Winston (1989, p. 68): “The success of airline deregulation can largely be attributed to the competition it unleashed”. Sob essa mesma perspectiva, a PNAC, no item 3.5, sobre as ações estratégicas para o desenvolvimento da aviação civil em relação aos serviços aéreos, preconiza: “Promover regulamentação adequada para cada tipo de serviço aéreo”.



de competidores no setor, com dois benefícios claros.

Primeiramente, há uma desburocratização evidente diante da dispensa de apresentação da mesma documentação inúmeras vezes para a mesma autoridade, com o objetivo de obtenção de autorizações distintas, sendo ao menos duas delas necessárias para se tornar *player* no mercado de fornecimento em questão (distribuição-operação e revenda-operação). Em segundo lugar, a unificação da autorização para se operar no mercado de combustíveis de aviação permitirá que uma mesma companhia possa – sem grandes custos financeiros e de transação – atuar no mercado de alguns pontos da cadeia de fornecimento, em clara ampliação do seu escopo empresarial e com provável aumento da competição nos mercados de distribuição e de revenda, através da participação de antigos *players* de um mercado em outro.

Entretanto, não bastaria uma unificação sem a garantia de viabilidade da proposta. Dessa maneira, nota-se, a partir do quadro 2, que as autorizações de operação, de distribuição e de revenda têm requerimentos idênticos ou semelhantes entre si, a saber:

Quadro 2. Comparativo de procedimentos para unificação

AO	AR	AD – HABILITAÇÃO	AD – OUTURGA
a. requerimento de autorização de operação assinado	a. requerimento de autorização de operação assinado	a. requerimento de autorização assinado	
b. ficha de comprovação de tancagem (FCT), assinada e atualizada	b. ficha cadastral preenchida e assinada	b. ficha cadastral preenchida e assinada	
c. documento comprobatório de propriedade ou posse do terreno	f. comprovação de, ao menos, posse de instalação de armazenamento de combustíveis de avião, localizada dentro do PAA, autorizada (Autoridade Aeronáutica e administração aeroportuária)		a. comprovante de posse de, ao menos, uma instalação de armazenamento e de distribuição de combustíveis, com a devida autorização de operação expedida (ANP) e localização fora do aeródromo
d. alvará de funcionamento expedido pela Prefeitura Municipal	g. cópia de alvará de funcionamento válido, expedido pela autoridade municipal		d. alvará de funcionamento expedido pela Prefeitura Municipal
e. licença de operação expedida pelo órgão ambiental competente	h. cópia de licença de operação emitida pelo órgão de meio ambiente competente		b. comprovante de disposição de laboratório próprio ou contratado, com especialidade no controle de qualidade e na assistência técnica
f. alvará de vistoria expedido pelo corpo de bombeiros competente	i. cópia de certificado de vistoria do Corpo de Bombeiros competente		
g. memorial descritivo + ART	c. comprovante de CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade + situação cadastral	c. comprovante de CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade + situação cadastral	c. comprovante de CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade + situação cadastral
h. planta de locação da instalação conforme construída (<i>as built</i>) + ART	d. cópia de documento de inscrição estadual referente ao estabelecimento matriz ou filiais	e. certidão da Junta Comercial, em que conste o histórico	e. cópia de documento de inscrição estadual referente ao estabelecimento matriz ou filiais
i. fluxograma de engenharia da instalação conforme construída (<i>as built</i>) + ART	e. cópias do estatuto, do contrato social e/ou eventuais alterações que contemplem a atividade	d. cópias do estatuto, do contrato social e/ou eventuais alterações que contemplem a atividade	



AO	AR	AD – HABILITAÇÃO	AD – OUTURGA
j. projeto do sistema de combate a incêndio conforme construído (as built) + ART	j. comprovante de que possui Unidade de Abastecimento de Aeronave com Caminhão-Tanque Abastecedor (CTA) licenciado	f. Certificado de Registro Cadastral (CRC), perante o Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores (Sicaf)	c. Certificado de Registro Cadastral (CRC), perante o Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores (Sicaf)
k. planta de classificação elétrica de área da instalação conforme construída (as built) + ART		projeto de instalação de armazenamento e distribuição de combustíveis	
l. planta de aterramento da instalação conforme construída (as built) + ART		sumário da origem dos recursos + projeção do fluxo de caixa assinados	
m. laudo atestando a integridade de tanques, de vasos de pressão e de tubulações + ART		informações contábeis resumidas + balanço encerrado/de abertura	
n. laudo atestando a conformidade do sistema elétrico e de aterramento da instalação + ART		estudo do empreendimento: volume + log suprimento e distribuição	
o. relatório fotográfico da instalação			

Fonte: Elaboração do autor.

Com base no quadro acima, basta perceber que ao menos três documentos são idênticos entre os procedimentos de autorização de operação (destacado em azul), de distribuição e de revenda, enquanto sete documentos são idênticos a pelo menos dois desses procedimentos (destacado em verde).⁵² Logo, em uma perspectiva de abertura de mercados, bem como de desburocratização do setor de combustíveis, não faria sentido a permanência de três autorizações distintas para um operador que poderia atuar em várias etapas do mercado de fornecimento de combustíveis de aviação. Afinal, a intenção é não inviabilizar a participação de um mesmo agente econômico em vários pontos da cadeia – e a existência de uma miríade de autorizações do mesmo regulador dificultaria essa tarefa.

⁵² Considerando-se as fases distintas da autorização de distribuição como dois procedimentos específicos.



Nesse passo, consolidaram-se todos os requerimentos nas normas atuais em uma única autorização – com alguns pontos facultativos, a depender da amplitude da autorização requerida – para a maior eficiência do procedimento. Isso não significa que o empreendedor que queira apenas operar no mercado de revenda tenha que obter documentos antes exigidos no processo de obtenção de autorização para distribuidores. Mas representa a possibilidade de um operador de apenas um dos mercados – diante da simplificação dos procedimentos e consequente redução dos custos financeiros e de transação –, num mesmo requerimento, solicitar a operação em outro setor no qual não atuava anteriormente, desde que haja a apresentação dos documentos necessários.

Veja-se, portanto, o seguinte quadro unificado das autorizações, que é dividido em habilitações (documentos da necessária burocracia e da capacidade econômica do agente) e em questões técnico-operacionais (relativas à segurança⁵³ e à capacidade de operação técnica no mercado em que se pretende obter a autorização):

Quadro 3. Unificação das autorizações da ANP

HABILITAÇÕES
a. requerimento de autorização assinado, para distribuição ou revenda com operação
b. ficha cadastral preenchida e assinada
c. comprovante de, ao menos, posse do terreno e de uma instalação, sendo esta última dentro do PAA, para revenda, e fora, para distribuição
d. alvará de funcionamento expedido por autoridade municipal para cada instalação
e. licença de operação expedida pelo órgão ambiental competente
f. documento de vistoria do Corpo de Bombeiros competente
g. comprovante de CNPJ da matriz e das filiais relacionadas com a atividade + situação cadastral
h. cópia de documento de inscrição estadual referente ao estabelecimento, em que conste o histórico
i. cópia do estatuto, do contrato social e/ou de eventuais alterações que contemplem a atividade
j. em caso de distribuidor, CRC/Sicap
k. em caso de distribuidor, comprovante de disposição de laboratório próprio ou contratado, com especialidade no controle de qualidade e na assistência técnica

53 Atente-se, entretanto, para a lição de Morrison e Winston (1989, p. 68): “The strong push of market forces for high safety standards suggests that air safety policy should be designed to reinforce rather than replace market forces”.



HABILITAÇÕES

- l.** em caso de revendedor, comprovante de posse de Unidade de Abastecimento de Aeronave com CTA licenciado
- m.** sumário da origem dos recursos + projeção do fluxo de caixa assinados
- n.** informações contábeis resumidas + balanço encerrado/de abertura

QUESTÕES TÉCNICO-OPERACIONAIS

- a.** memorial descritivo da operação + ART
- b.** planta de locação da instalação conforme construída (*as built*) + ART
- c.** fluxograma de engenharia da instalação conforme construída (*as built*) + ART
- d.** projeto do sistema de combate a incêndio conforme construído (*as built*) + ART
- e.** planta de classificação elétrica de área da instalação conforme construída (*as built*) + ART
- f.** planta de aterramento da instalação conforme construída (*as built*) + ART
- g.** laudo atestando a integridade de tanques, vasos de pressão e tubulações + ART
- h.** laudo atestando a conformidade do sistema elétrico e de aterramento da instalação + ART
- i.** relatório fotográfico da instalação
- j.** em caso de distribuição, projeto de instalação de armazenamento e distribuição de combustíveis
- k.** em caso de distribuição, estudo do empreendimento (volume + logística de suprimento e distribuição)

Fonte: Elaboração do autor.

Assim, entende-se que o rol acima elencado – em uma unificação de procedimentos para a distribuição, a revenda e as respectivas operações no mercado de combustíveis de aviação – ensejaria uma maior transparência, previsibilidade e competitividade nos mercados de distribuição e de revenda desses combustíveis. Isso tornaria a regulação menos complexa, com maior flexibilidade de atuação dos agentes dos mercados,⁵⁴ a partir da redução da burocracia para operação dos revendedores e distribuidores dos produtos em questão.

⁵⁴ Em documento conjunto, a OCDE e o ITF afirmam: “Aviation requires economic regulation, and to be fully effective this requires a regulator that is independent and accountable, operating under a transparent set of rules and objectives. There should be flexibility to apply regulation where necessary, and only where necessary, reflecting variations in market power across markets and over time” (OCDE/ITF, 2010, p. 68).



Esta proposta, no entanto, não pode ser o único meio de maior liberalização do mercado de combustíveis de aviação com vistas ao incremento do setor de aviação comercial. O estímulo à participação de novos agentes econômicos pode decorrer da ampliação de possibilidades de comercialização dos quatro atores principais da cadeia. Assim, cumpre-se analisar essa questão no item seguinte.

3.2 A abertura da comercialização do combustível

Para a maior competição nos mercados de fornecimento de combustíveis para aviação comercial, não se faz necessária apenas a unificação do procedimento de autorização para atuação dos agentes econômicos. É preciso igualmente estimular a participação dos potenciais competidores, por meio da maior possibilidade de desenvolvimento de suas atividades, ampliando-se o rol de agentes que fornecem e compram os combustíveis em cada etapa da cadeia.

Na figura 1, item 1.2 deste trabalho, observou-se a limitação imposta pela normatização pátria acerca da cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação, sem que houvesse qualquer justificativa econômica ou tecnicamente plausível para tanto. Dessa maneira, com base no direcionamento da política liberalizante e do documento supramencionado, propõe-se uma modificação das alternativas da cadeia atualmente permitida, de modo a abarcar o maior número de competidores possível no mercado de fornecimento de combustíveis para aviação.

Outrossim, utiliza-se como parâmetro para o desenvolvimento propositivo o documento “Energia: diagnósticos e propostas para o setor” (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2018), que, apesar de não abordar diretamente o tema dos combustíveis de aviação – mas a categoria de produtos em geral, com foco nos combustíveis automotivos –, acaba por trazer sugestões que podem ser transpostas ao caso em tela, como será realizado adiante.

3.2.1 Do polo dos produtores

Primeiramente, quanto ao produtor do combustível de aviação (em qualquer de suas tipologias), percebe-se uma atual vedação à comercialização do produto diretamente aos revendedores e consumidores, sendo necessária a intermediação de um distribuidor.





A justificativa para isso reside na vedação à integração vertical (denominada “*divorcement law*”), por receio de eventuais práticas anticompetitivas que poderiam dela resultar. Contudo, a realidade prática demonstra que a integração vertical já tem lugar através dos contratos, com efeitos assemelhados ao da integração propriamente dita, como o instrumento contratual que vincula o distribuidor ao revendedor no processo de vinculação ou “bandeiramento” (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2018, p. 70).⁵⁵

Portanto, seguindo-se a experiência internacional – como a da Argentina⁵⁶ – e os estudos mais balizados sobre a matéria, a restrição à verticalização da cadeia de fornecimento de combustíveis de aviação não é uma prática aceitável, sobretudo quando se trata de uma normatização estatal. Isso porque essa “*divorcement law*” implica, até mesmo para as entidades de tutela da concorrência, a diminuição do bem-estar do consumidor, a elevação dos custos e a redução da quantidade ofertada, de maneira que a mitigação de tal proibição “tende a eliminar a dupla margem, diminuir custos e, eventualmente, acirrar a rivalidade intermarcas” (CADE, 2018, p. 22).

Logo, deve-se permitir a comercialização deste combustível diretamente do produtor para o revendedor e o consumidor, como já sustentado em debate por Oddone (2019, p. 50), especificamente quanto às refinarias de petróleo (do produto QAV-1) em relação às companhias de aviação, mas que o presente trabalho estende para todos os segmentos de combustíveis.

Nesse sentido, o Ministério da Fazenda (2018, p. 67) sustenta indiretamente a possibilidade de venda direta do produtor ao revendedor no mercado de combustíveis automotivos quando trata da atual impossibilidade de os produtores de etanol comercializarem o produto direta e especificamente aos postos de combustíveis. Apesar da distinção na análise dos mercados, entende-se pela clara possibilidade de aplicação dos mesmos argumentos à particularidade deste estudo, uma vez que as restrições injustificadas caracterizam os dois mercados.⁵⁷ Isso porque,

55 Nesse contexto, para ilustrar, o Ministério da Fazenda (2018, p. 70) apresenta uma situação concreta: “Um exemplo é quando a distribuidora é proprietária de terrenos onde se situam postos revendedores e de outros ativos necessários à revenda de combustíveis, envolvendo, na maioria das vezes, contratos de exclusividade”.

56 O caso de liberalização na Argentina pode ser visto em Serebrisky (2001).

57 De acordo com o Ministério da Fazenda (2018, p. 67), “dentre outros fatores, um mercado aberto, desregulamentado e com preços transparentes pode trazer mais incentivos a investimentos para alavancagem da produção de etanol hidratado. A liberação da venda de etanol aos postos revendedores é um desses incentivos”.



considerando-se o mercado concentrado da distribuição de combustíveis (automotivos ou de aviação), as distribuidoras podem exercer poder de mercado, seja na compra do combustível das usinas ou na comercialização aos revendedores, já que elas também vendem outros tipos de combustível e podem querer influenciar a demanda de um deles para ajustar as margens de outros produtos fornecidos aos revendedores (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2018, p. 67).

Defende-se, pois, a possibilidade de os atores dispensarem alguns dos intermediários (sobretudo o distribuidor, mas também o revendedor) nessa cadeia de aquisição de combustíveis de aviação, considerando sua elevada capacidade de gerar economias.⁵⁸ Todavia, no caso de venda direta ao revendedor ou ao consumidor (companhias aéreas), um dos polos da cadeia deveria obter algumas das autorizações acima indicadas para a distribuição ou revenda de combustíveis, respectivamente. E, especificamente para o caso da venda do produtor ao consumidor, seria também imprescindível, na comercialização de QAV-C, que realizasse a mistura do QAV alternativo no QAV-1, de acordo com a normatização da ANP, uma vez que ao consumidor seria vedada tal prática.

Haveria, portanto, uma integração vertical, o que implicaria a realização de múltiplas atividades complexas pelos atores que não assumissem a posição “típica”. Entretanto, a integração dessas etapas não é impossível, a depender das economias e dos custos envolvidos.

Em relação ainda aos produtores, não menos relevante é a abertura do mercado nacional para produtores internacionais, sobretudo de combustíveis alternativos, pois esse é outro aspecto fundamental para o equacionamento do mercado interno, que tende a crescer e, por conseguinte, gerar pressão no preço com base na oferta de produtores no país.⁵⁹

Assim, considerando-se o polo do produtor, advoga-se pela venda direta dos combustíveis deste para os revendedores e/ou consumidores, sendo possível inclusive que os produtores sejam internacionais, como forma de viabilizar maior competição no mercado interno.

58 Essa também é a sugestão do Cade (2018, p. 19): “Deste modo, sugere-se que se repense a dicção das resoluções da ANP que impede a venda direta de etanol para postos de combustíveis ou que pelo menos exista uma reflexão mais aprofundada e contínua com a sociedade a respeito dos *tradeoffs* envolvidos e das eventuais soluções alternativas que sejam capazes de minorar eventuais problemas fiscalizatórios de preocupação da ANP e da Receita Federal”.

59 Por óbvio, deve-se aplicar a política da reciprocidade quanto à taxação desses produtos brasileiros no exterior, ainda que o pensamento de liberalização sempre vise à superação das barreiras tarifárias e não tarifárias aos produtos.

3.2.2 Dos polos dos distribuidores e revendedores

Em outra senda, resta observar como deve ocorrer o estímulo ao ingresso de novos distribuidores e revendedores no mercado de combustíveis de aviação, a partir da superação de atuais normas limitadoras do incremento de novos *players* na cadeia de fornecimento em questão.

No tocante aos distribuidores de combustíveis de aviação, nota-se que eles somente podem comercializar ou entre si ou para consumidores e revendedores, com a ressalva de que, no caso de revendedores “bandeirados” (com a marca de uma distribuidora), a comercialização só poderá ocorrer a partir de um distribuidor atrelado à marca. Frise-se que essa proibição de comercialização aos revendedores “bandeirados” por distribuidores vinculados a outras “bandeiras” tem natureza normativa, e não contratual.

Tal medida excepcional tem justificativa na proteção do consumidor – *in casu*, das companhias aéreas – em face da comercialização de combustíveis de origem desconhecida por vendas que se valem de marcas de penetração nacional, sem contar outras questões relativas à confiabilidade da marca e à procedência do produto (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2018, p. 71). Não é despiciendo a justificativa em tela, ainda que os consumidores (no sentido ora debatido) possam ser grandes empresas aéreas, em um mercado com alto controle de qualidade do produto. Até porque faz parte da lógica competitiva, mesmo em mercados de produtos eminentemente homogêneos, que se leve em consideração a imagem de uma marca na perspectiva dos consumidores, em uma substituição da concorrência por preços pela diferenciação (mesmo que aparente) do produto.

O problema relacionado às limitações de comercialização por todos os distribuidores aos revendedores “bandeirados” está no fato de que esta imposição advém de norma emanada pelo Estado, em substituição a eventual (e, muitas vezes, legítima) disposição contratual entre os agentes econômicos que atuam em diferentes etapas da cadeia.⁶⁰ Como afirmou o Ministério da Fazenda (2018, p. 71), para o caso dos combustíveis automotivos (com previsão análoga para os

⁶⁰ Segundo o Ministério da Fazenda (2018, p. 71): “Entende-se que a preocupação inerente à justificativa acima pode fazer sentido, mas não parece justificar a interferência da agência reguladora em relações que poderiam acontecer no âmbito dos agentes privados. Ora, se uma distribuidora investe em qualidade e em sua marca para que seu produto seja mais valorizado, esse atributo deve estar refletido na negociação dos contratos realizados entre os agentes, com exigências de cláusulas de exclusividade e de informação do posto sobre a origem do combustível”.



de aviação), “[o] que não parece se justificar é a existência de uma espécie de ‘certificado’ regulatório dado pela exclusividade da bandeira”. E, ainda seguindo o mesmo paralelo, o ministério (p. 68), na questão da relação entre os distribuidores de combustíveis automotivos e os postos “bandeirados”, defendeu uma reavaliação de tal restrição por dois motivos: a) a limitação do alcance da venda direta, que estaria restrita aos postos “bandeira branca”; e b) a possibilidade de a liberação da venda direta ensejar novos arranjos comerciais competitivos no setor, de modo a elevar a ineficiência da exclusividade na comercialização de combustíveis aos revendedores “bandeirados”.

As justificativas supramencionadas têm, pois, integral aplicabilidade ao mercado de combustíveis para aviação, uma vez que a imposição da compra por revendedores “bandeirados” de produtos de distribuidores da mesma marca implicaria uma limitação da liberalização ora proposta. Isso acontece porque os arranjos comerciais que podem surgir de um mercado mais liberal são capazes de gerar maiores benefícios econômico-sociais, uma vez que é cediço que o atual cenário no país é nitidamente ineficiente.⁶¹

A normatização paternalista, pelo contrário, reduz o bem-estar do consumidor, pela elevação de preço e queda no nível de serviço prestado, em contrassenso com o seu objetivo inicial.⁶² Para a maior liberalização do mercado, propõe-se, então, a comercialização entre distribuidores (já possível), bem como para revendedores de qualquer natureza (independentes ou vinculados), sem contar a permanência da possibilidade de comercialização direta para as companhias aéreas.

Já no tocante aos revendedores, esses atualmente podem comercializar aos consumidores, embora apenas o revendedor vinculado possa vender entre si e para o revendedor independente. Dessa maneira, seguindo-se a lógica de ampliação dos *players* no mercado, sustenta-se a possibilidade de revenda não somente aos consumidores, mas também a todos os revendedores (de qualquer

61 De acordo com o Ministério da Fazenda (2018, p. 68): “[...] é preciso ponderar se a configuração atual da legislação colabora para a manutenção no mercado de combustíveis de arranjos ineficientes entre distribuidores e revendedores, vedando uma integração vertical mais efetiva desses segmentos e, conseqüentemente, limitando os potenciais ganhos de eficiência que poderiam ser gerados”.

62 Slade e Lafontaine (2008, p. 409) afirmam: “In contrast, when restraints and contract limitations are imposed on manufacturers via government intervention, often in response to dealer pressure due to perceptions of uneven bargaining power between manufacturers and dealers, the effect is typically to reduce consumer well-being as prices increase and service levels fall”.



natureza), sobretudo como forma de se buscar uma maior eficiência no fluxo do produto. Como este pode sofrer alterações em função de demandas centralizadas em apenas algumas regiões, por questões sazonais ou atípicas, essa medida pode colaborar para a não interrupção do fornecimento.

Nesse diapasão, entende-se que a intervenção da agência reguladora ao impor quem pode comercializar para cada categoria de atores no processo de fornecimento de combustível de aviação não é realmente necessária.⁶³ No caso dos distribuidores, esses devem poder vender entre si, para revendedores de qualquer natureza e para os consumidores diretamente. Por sua vez, aos revendedores deve ser facultado o direito à comercialização entre si, independentemente de ser vinculado ou independente, bem como aos consumidores.

3.2.3 Demais atores e quadro geral

Para além das situações indicadas por força de norma do regulador, deve-se perceber que a restrição de acesso ao mercado pode ter fundamento em uma exigência ou encerramento descabido do aeródromo em questão, pois não somente a ANP pode restringir o acesso ao mercado notadamente de distribuidores e revendedores, mas outros atores podem normatizar o soerguimento de barreiras à entrada de operadores na cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação.

Por exemplo, há o fato de que a operação de comercialização em PAA requer a autorização, sem concorrência, do operador do aeroporto, em atendimento às normas da autoridade aeronáutica. Valendo-se dessa questão, o operador do aeroporto pode criar regras próprias e injustificáveis para que não mais que um revendedor forneça o produto para os consumidores (companhias aéreas), que necessitam de abastecimento dentro de suas estruturas aeroportuárias. Ainda que seja necessária a observância da limitação de espaço de cada aeroporto, não pode um administrador aeroportuário se valer aleatoriamente desse argumento para se furtar a permitir a concorrência de empresas fornecedoras de combustíveis dentro de seus aeródromos, de modo que a análise deve ocorrer caso a caso.⁶⁴

63 Segundo a OCDE/ITF (2010, p. 68): “It is important that regulatory intervention only occurs where it is actually needed, as it is costly in terms of administrative effort and altering the market”.

64 Segundo a OCDE/ITF (2010, p. 68): “Diagnosing where there is the potential for market power



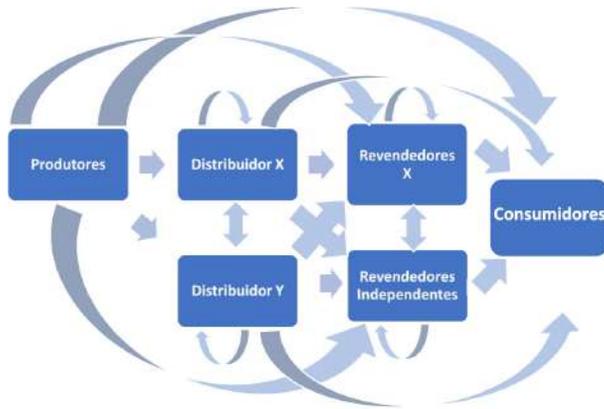
Assim, a ANP e a Anac devem atuar conjuntamente para evitar a implementação de políticas anticoncorrenciais pelos administradores aeroportuários e demais atores que tenham algum poder direto ou indireto no mercado do fornecimento desse produto, como forma de garantir a livre concorrência no fornecimento de combustível para aviação. Essa postura, inclusive, representaria um atendimento às ações estratégicas do PNAC para “eficiência das operações da aviação civil” (item 3.6), pois, quanto à infraestrutura aeroportuária, deve-se “[p]romover a concorrência no setor, de forma a garantir aos usuários melhor qualidade de serviços e menores tarifas” (BRASIL, 2009).

Por tudo que foi exposto aqui, em alinhamento com este trabalho, a IATA (2019, p. 1) advoga pela abertura e pela competição no fornecimento de combustível juntamente aos fornecedores monopolistas (aeroportos, prestadores de serviços de navegação aérea, entre outros), bem como a governos e autoridades fiscais. Isso porque a geração de riqueza e empregos a partir da aviação tem relação com suas próprias atividades e cadeias de suprimento, como também com as de outras indústrias, a exemplo do turismo.⁶⁵

Enfim, sobretudo quanto à cadeia de fornecimento, que deve ser garantida no mais alto grau de competitividade pelos demais atores, sugere-se, em substituição ao esquema da figura 1, o seguinte:

abuse requires an evidence based, case-by-case examination of the scope of, and the scope for, competition in the current circumstances, airport-by-airport”. Apesar de não abordarem o tema do mercado de combustível associado à aviação comercial, Morrison e Winston (1990, p. 392) ensinam sobre a própria limitação de espaço dos aeroportos e sua relação com a competitividade, mas no caso dos *slots*: “Public policy should focus on enhancing the effect of competition on fares and on increasing the number of competitors in markets. Because slots limit the effect of competition on fares and the number of competitors, they should be eliminated and replaced by congestion-based takeoff and landing fees. Congestion pricing would reduce travel delays efficiently [...], and could enhance competition”.

65 Desse modo, estima-se que a cada emprego no setor de aviação e no turismo viabilizado pela aviação gera outros 6,4 empregos em outras partes do mundo, enquanto cada dólar de valor adicionado bruto no setor de transporte aéreo gera 3,8 dólares na atividade econômica em geral (IATA, 2019, p. 17).



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 4. Proposta de cadeia de fornecimento de combustíveis para aviação

Destarte, os fluxos entre os atores na cadeia de fornecimento de combustíveis de aviação devem ser muito mais intensos, permitindo um relacionamento com ganhos de eficiência ao longo de praticamente toda a cadeia, como forma de se buscar a redução de custos dos combustíveis para os consumidores, ou seja, para as companhias aéreas. Essa redução, a seu turno, pode ensejar uma maior competitividade no interior do mercado de transporte aéreo, com consequente redução de preços das passagens e elevação do número de bilhetes vendidos. Em síntese, um incremento substancial no segmento de transporte aéreo no Brasil.

3.3 A ampliação de oferta de combustíveis para o setor

A questão da ampliação da oferta de combustíveis para o setor aéreo está atrelada a dois fatores, quais sejam, os custos dos atuais combustíveis para os consumidores dos produtos (companhias aéreas), bem como os problemas ambientais atrelados ao transporte aéreo. Os elevados custos, que chegam próximos a um terço do faturamento das companhias de aviação comercial, já foram vistos anteriormente, pelo que resta o enfoque no segundo fator.

O problema ambiental atrelado aos combustíveis está na pauta nacional, como se observa na Resolução CNPE nº 15, de 24 de junho de 2019, que define as metas compulsórias anuais de redução nas emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis, estabelecidas em unidades



de Créditos de Descarboxinação (CBIOS). Neste documento, há a indicação dos respectivos intervalos de tolerância, até 2029 (art. 1^o), sendo a meta compulsória de CBIOS para o ano subsequente estabelecida pelo Comitê RenovaBio até o final do terceiro trimestre de cada ano (art. 2^o). Especificamente no ramo da aviação comercial, essa posição tem estreita relação com o direcionamento internacional liderado pela ICAO, que também viabilizou um acordo para reduzir a emissão de CO₂ no mercado internacional da aviação.⁶⁶

Nesse aspecto, os avanços tecnológicos nas estruturas das aeronaves⁶⁷ para melhoria do padrão de consumo,⁶⁸ ou mesmo quanto ao suprimento de energia para aviação, podem atuar nos fatores que pressionam os custos diretos às empresas e os custos sociais pela poluição ambiental. Particularmente no âmbito dos combustíveis de aviação, há um claro incentivo ao desenvolvimento de tecnologia de combustíveis alternativos aos derivados de petróleo (estes mais poluentes).⁶⁹

Exemplo disso é o projeto Combustíveis Alternativos sem Impactos Climáticos (ProQR), entabulado em agosto de 2017, pelo então Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações do Brasil (MCTIC) e pela Deutsche

66 Segundo o IHLG (2019, p. 37): “In October 2016, the 39th Session of ICAO’s Assembly reached a historic agreement on a global market-based measure to address CO2 emissions from international aviation, referred to as the Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA). This agreed scheme is the first GMBM that addresses CO2 emissions from any industry sector. It complements the many other efforts to mitigate CO2 emissions, including driving greater innovation in aircraft technologies, more streamlined operational procedures and sustainable aviation fuels”.

67 A evolução quanto a esse aspecto acaba por gerar eficiências muito maiores que no passado, como visto em IHLG (2019, p. 44): “Today’s aerospace and aircraft manufacturing industry seeks to produce more efficient aircraft which safely accommodate increasing demand for the long term. Modern aircraft produced today are about 80 per cent more fuel efficient per passenger kilometre than in the 1960s, and each new generation of aircraft continues this downward trend”. Já o Plano Aeroviário Nacional (MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES, PORTOS E AVIAÇÃO CIVIL, 2018a, p. 49) incluiu como avanços tecnológicos: “melhorias aerodinâmicas, uso de materiais leves e motores mais eficientes na fabricação de novas aeronaves e no *retrofit* de aeronaves em operação. O uso de tecnologia avançada nos motores, asas e aviônicos (incluindo *fly by wire*) permite redução significativa do ruído, do consumo de combustível e, conseqüentemente, das emissões”.

68 Peeters, Middel e Hoolhorst (2005, p. 30-31) afirmam: “The overall gain in airliner fuel consumption depends significantly on the reference aircraft used [...]. The last piston-powered airliners were at least twice as fuel-efficient as the first jetpowered airliners; if, for example, the last piston-engine aircraft of the mid-fifties are compared with a typical turbojet aircraft of today, the conclusion is that fuel efficiency per available seat-kilometre has not improved”.

69 Entre as ações estratégicas do PNAC, no item sobre o desenvolvimento da aviação civil (3.5), quanto à ciência e tecnologia, observa-se: “Incentivar o desenvolvimento de estudos de tecnologia de combustíveis alternativos para uso nos diversos segmentos da aviação civil”.



Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ),⁷⁰ que visa ao desenvolvimento de um modelo internacional de referência para a implementação de combustíveis alternativos sem impactos ambientais no transporte aéreo.⁷¹ Ainda no bojo desse projeto, ficou acordado que seria instalado, no Centro de Pesquisas e Análises Tecnológicas (CPT) da ANP, um piloto para a produção de eletrocombustíveis renováveis, tendo como cerne o querosene de aviação (MENDES; SOUZA, 2018, p. 12).

Atualmente, já existem alguns biocombustíveis que são considerados os combustíveis alternativos de implementação imediata com maior capacidade de estabilizar as emissões de gases poluentes.⁷² No Brasil, como visto no item 1.3, a utilização desses combustíveis mais sustentáveis (QAV alternativo) tem aprovação técnica como *drop-in* pela ANP, de modo que podem ser adicionados ao querosene tradicional (QAV-1), dispensando qualquer adaptação dos motores das aeronaves.

Entretanto, os preços desses biocombustíveis de aviação permanecem elevados na atual fase de desenvolvimento,⁷³ ao passo que o maior investimento no avanço dessa tecnologia pode ensejar o barateamento dos custos e, até mesmo, a substituição completa dos combustíveis tradicionais de origem no petróleo, com consequente impacto positivo na questão ambiental. Isso sem contar as mais distantes inovações da aviação, que vislumbram a operacionalização comercial de aeronaves movidas a energia solar, cujos protótipos já são testados.⁷⁴

70 Agência Alemã de Cooperação Técnica.

71 Mendes e Souza (2018, p. 11) asseveram: “O processo produtivo do ProQR baseia-se no processo Fischer-Tropsch para produção de derivados de petróleo a partir de gás de síntese gerado a partir de CO₂, H₂O e energia elétrica. No projeto, introduziu-se o conceito de produção descentralizada de combustíveis, principalmente os de aviação, que são produtos bastante caros em determinadas regiões do país devido ao alto custo da logística de abastecimento”.

72 O Plano Aeroviário Nacional – PAN (Ministério dos Transportes, Portos e Aviação CIVIL, 2018a, p. 51) dispõe o seguinte: “Análises de tendência realizadas pela OACI preveem que, mesmo com os ganhos advindos das melhorias de eficiência proporcionadas por medidas tecnológicas, operacionais e de infraestrutura, a única ação capaz de estabilizar as emissões de GEE da aviação é o uso dos biocombustíveis”.

73 O PAN 2018 ressalva que, “[n]o entanto, o biocombustível de aviação não é usado em escala comercial em decorrência do seu elevado preço em relação ao querosene tradicional. Tendo em vista os impactos da mudança do clima e os crescentes compromissos internacionais de descarbonização, torna-se altamente relevante o desenvolvimento de capacidade tecnológica relacionada a combustíveis avançados de aviação. Assim, a produção de combustíveis sustentáveis em escala comercial apresenta-se como objetivo estratégico para garantir a competitividade e sustentabilidade no setor aéreo no médio e longo prazo” (Ministério dos Transportes, Portos e Aviação CIVIL, 2018a, p. 51).

74 Nesse sentido, ver Solar Impulse Foundation (2019), que viabilizou a primeira volta ao mundo em avião movido a energia solar.



Não obstante, outro fator de extrema relevância para a pressão no preço dos combustíveis de aviação é a carga tributária imposta a esse produto, pelo que o incremento do transporte aéreo nacional não terá lugar, em caso de manutenção de altos impostos ainda cobrados indiretamente da aviação brasileira.

3.4 O modelo de extinção progressiva de tributos sobre os combustíveis

O Brasil é signatário da Convenção de Chicago da Aviação Civil Internacional, de 7 de dezembro de 1944, com validade no ordenamento jurídico pátrio a partir da promulgação pelo Decreto nº 21.713, de 27 de agosto de 1946. Através desse diploma internacional, criou-se a International Civil Aviation Organization (ICAO), ou Organização Internacional da Aviação Civil (OACI), como forma de melhor gerir o setor aéreo civil internacional, por meio do estabelecimento de *standards* mundiais para o setor.

Desde o seu início, essa entidade incluía em suas recomendações que cada Estado signatário isentasse de impostos sobre consumo, de forma recíproca, combustíveis, lubrificantes e outros suprimentos técnicos consumidos entre dois ou mais pontos de aterrissagem no mesmo território aduaneiro por aeronaves de outros Estados envolvidos em navegação aérea internacional (ICAO, 1966, p. 58-59).⁷⁵ Em um relato histórico do tema, a ICAO (2000, p. iii) informa que, após anos de estudos e debates sobre a matéria, na 3ª Reunião de sua 56ª Sessão, no ano 2000, o Conselho adotou a Resolução consolidada sobre tributação do transporte aéreo internacional.⁷⁶

Conforme a mencionada Resolução (ICAO, 2000, p. 8-9), determinou-se, em relação aos impostos sobre combustíveis, lubrificantes ou outros suprimentos técnicos consumíveis, o seguinte:

- a. quando uma aeronave registrada em um Estado signatário (ou mesmo arrendada ou fretada por um operador desse Estado) realizar transporte

⁷⁵ Há uma observação no documento da ICAO (1966, p. 59) sobre as justificativas para não haver uma imposição: “It was given the status of a recommendation rather than a resolution because information received from States indicated that exemption from taxation of fuel, lubricants and other consumable technical supplies consumed between two or more points within the same customs territory was not likely to be as acceptable as the exemption of such materials consumed between points in different customs territories”.

⁷⁶ Neste momento, ressaltou-se a possibilidade de revisão e de ajustes, em caso de alteração da posição atual da Organização sobre encargos e impostos ambientais.

aéreo internacional para, de ou no território aduaneiro de outro Estado signatário, seus combustíveis, lubrificantes e outros suprimentos técnicos consumíveis serão isentos de impostos ou outros encargos de forma recíproca. Alternativamente, se a aeronave estiver envolvida em um voo individual ou na operação de um serviço aéreo, independentemente de operação mediante remuneração, tais impostos e encargos serão reembolsados, quando combustível, lubrificantes e outros suprimentos técnicos consumíveis forem embarcados, em três situações: i) nos casos em que estejam contidos nos tanques ou outros recipientes da aeronave na chegada ao território do outro Estado, desde que nenhuma quantidade possa ser descarregada, exceto temporariamente e sob controle aduaneiro; ii) quando embarcados para consumo durante o voo e a aeronave parte de um aeroporto internacional desse outro Estado para outro território aduaneiro desse Estado ou para o território de qualquer outro Estado, desde que a aeronave tenha cumprido, antes da sua partida do território aduaneiro em causa, com todos os regulamentos aduaneiros e outros regulamentos de desembarço em vigor nesse território; iii) se levados a bordo da aeronave, em um aeroporto internacional de um território aduaneiro de outro Estado, e a aeronave faça paradas sucessivas em dois ou mais aeroportos internacionais nesse território aduaneiro, a caminho de outro território aduaneiro desse Estado, ou para o território de qualquer outro Estado;

- b. a isenção acima, baseada na reciprocidade, implica que nenhum Estado signatário é obrigado a conceder a uma aeronave registrada em outro (ou arrendada ou fretada por um operador desse outro Estado signatário) tratamento mais favorável do que aquele a que sua própria aeronave tem direito a receber no território desse outro Estado;
- c. não obstante a reciprocidade acima mencionada, os Estados signatários são incentivados a aplicar a isenção de impostos e encargos, na máxima extensão possível, a todas as aeronaves que chegam e partem para outros Estados;
- d. os impostos e encargos abrangem aqueles relacionados à importação, à exportação, ao consumo, às vendas, entre outros, de todos os tipos cobrados sobre combustíveis, lubrificantes e outros insumos técnicos; e
- e. os impostos e encargos descritos no item “d” incluirão os cobrados por qualquer autoridade tributária dentro de um Estado signatário,



nacional ou local, exceto, na medida em que sejam baseados nos custos reais de fornecimento de aeroportos ou navegação aérea, os encargos de instalações e serviços utilizados para financiar os custos da atividade de fornecimento.

A isenção de cobrança de imposto para combustíveis relacionados a voos internacionais reflete o objetivo típico de excluir as exportações do imposto de valor agregado (IVA, em alguns países), a fim de torná-lo um tributo baseado no consumo interno (FMI, 2006, p. 10). No caso de combustível de aviação para voos domésticos, as maiores preocupações residem não na cobrança de imposto sobre valor agregado, mas em outros tributos sobre o consumo, muitas vezes sobre a diferença de taxaçaõ entre aviões de turboélice, abastecidos com gasolina de aviação, e jatos, que se utilizam de querosene (FMI, 2006, p. 7).

Um estudo acerca do panorama global da cobrança de impostos sobre combustíveis de aviação pode ser visto em ICAO (2016), que levou em consideração a Resolução dos anos 2000. De acordo com esse levantamento, em grande parte dos países, verifica-se a isenção de imposto sobre transporte aéreo internacional, ainda que sejam observadas algumas peculiaridades no caso concreto, notadamente em relação aos impostos cobrados sobre combustíveis para voos domésticos, como no Canadá⁷⁷ e nos Estados Unidos. Na realidade norte-americana, a tributação sobre o combustível, quando ocorrer, e apenas quanto ao transporte aéreo doméstico, deve ocorrer para o incremento do próprio setor ou para a mitigação de seus danos, e não como uma fonte de receita estatal.⁷⁸

Diferentemente da realidade mencionada, entretanto, como atestam Burghouwt *et al.* (2016, p. 1), a tributação sobre combustíveis de aviação no Brasil e em alguns países latino-americanos representa um desvio dos parâmetros globais e normalmente uma violação da Convenção de Chicago e das regras da ICAO.

77 Segundo a ICAO (2016, p. 33): “Aviation fuel used in the provision of international air transportation services is exempt from federal customs duties and excise taxes. The federal Goods and Services Tax (GST) and the Harmonized Sales Tax (HST), which is levied instead of the GST in provinces that have harmonized their retail sales taxes with the GST, are relieved in the case of aviation fuel that is used to provide international air transportation services. While all provinces in Canada levy tax on aviation fuel, most provide either full or partial tax relief for aviation fuel used to provide international air transportation services”.

78 Essa questão foi evidenciada a partir da modificação do “FAA Policy and Procedures Concerning the Use of Airport Revenue”, publicado no *Federal Register*, 64 FR 7696, 16 fev. 1999 (Revenue Use Policy), por meio do *Federal Register*, v. 79, n. 216, p. 66.282-66.288, 7 nov. 2014 – Rules and Regulations, que emendou a seção II, “Definitions”, parágrafo B.2, bem como a seção IV, “Statutory Requirements for the Use of Airport Revenue”, no seu parágrafo D. Isso para deixar clara a impossibilidade de tributação sobre combustível para incremento das receitas estatais.



Especialmente no caso brasileiro, a cobrança de ICMS sobre o combustível da aviação, de modo diferenciado a depender do estado federado em questão, acaba por gerar inúmeras distorções nos custos operacionais dos combustíveis de aviação no país,⁷⁹ sobretudo quando consideradas as regras acima citadas, quanto aos voos internacionais com inúmeras paradas dentro de um país.

Ratificando-se tal entendimento, um estudo realizado pelo IHLG (2019, p. 61) demonstra que, nos Estados da América Latina e Caribe, impostos e taxas na venda ou na utilização de transporte aéreo chegam a 130 tipos ao longo desses territórios, os quais correspondem entre 15% e 20% dos preços dos bilhetes aéreos e não buscam cobrir tão-somente os custos relacionados aos serviços de aviação e de infraestrutura, mas de receita adicional de governo. Diante desse impacto no preço, para além do confronto de acordos internacionais e normatizações de entidades supraestatais, a inobservância das políticas da ICAO no tocante à tributação de combustíveis é considerada contraproducente.⁸⁰

Como o custo do combustível e sua tributação correlata perfazem custos indiretos do setor da aviação, este trabalho, assim como a IATA (2019, p. 1), sustenta a necessidade de se promover uma eficiência nos custos de encargos aeroportuários, de controle de tráfego aéreo e de impostos sobre combustíveis, para possibilitar melhorias financeiras e operacionais para as companhias aéreas e apoiar o crescimento sustentável do tráfego aéreo. Nesse sentido, advoga-se pela necessidade de redução tributária dos custos de combustíveis, seja para a aviação internacional, de acordo com os parâmetros internacionais, seja para o mercado interno, tendo em vista que apenas três empresas concentram quase 90% do mercado de transporte comercial aéreo no Brasil, mesmo sendo este um país de dimensões continentais.

Dessa maneira, comparando-se com a situação atual, os benefícios diretos ao consumidor e à economia provenientes da eventual remoção de impostos da aviação na América Latina e Caribe podem representar 122 bilhões de dólares até 2035 (BURGHOUWT *et al.*, 2016, p. 91). Isso se deve ao fato de que, diferentemente da América do Norte e da Europa, os países daquela região apresentam baixo

79 Segundo o PAN (Ministério dos Transportes, Portos e Aviação CIVIL, 2018a, p. 62): “O custo com combustíveis – especialmente o querosene de aviação – é fortemente impactado pela tributação de impostos como o ICMS, que chega a 25% (vinte e cinco por cento) em alguns dos principais estados do país”.

80 Conforme IHLG (2019, p. 61): “In many cases, the revenue raised is far outweighed by the economic benefits that are relinquished as a result of reduced demand for air travel and air cargo shipments”.



volume de viagens aéreas e suas economias são caracterizadas por uma grande parcela de empregos informais (em razão do alto índice de desemprego estrutural); nesse contexto, os altos custos de transporte tendem a ser um impedimento ao crescimento. Assim, como defendem Burghouwt *et al.* (2016, p. 91), a remoção de impostos sobre a aviação e a redução nos encargos podem ser um forte estímulo ao crescimento econômico e à competitividade na sociedade global de hoje.⁸¹

Particularmente no caso brasileiro, Burghouwt *et al.* (2016, p. 60) afirmam que um cenário de remoção de taxaço e de reduço de encargos pode representar um aumento de 0,4% (zero vírgula quatro por cento) no PIB nacional, o que representa mais de 10 bilhões de dólares, tendo como referência o PIB de 2012. Em outros termos, considerando-se a forte queda do PIB nacional após 2012, sob a referência de 2019, o percentual pode ser muito maior.

Há, em vista disso, uma importante reforma a ser implementada em relação aos encargos e tributos aplicados direta e indiretamente na aviação comercial brasileira, sendo essa uma das pautas mais relevantes. Contudo, enquanto não for possível um progresso no sentido de se mitigar a tributação dos combustíveis de aviação, deve-se adotar recomendação mais imediata, como a da Resolução CNPE nº 12/2019, segundo a qual o Ministério da Economia deve avaliar a conveniência e a oportunidade para implementação da monofasia tributária no setor de combustíveis e a sua eventual relação com a promoção da livre concorrência.

Some-se à medida acima, também em seguimento ao referido instrumento normativo, a recomendação de se promover a articulação com os Estados e o Distrito Federal, visando à harmonização dos tributos incidentes sobre os combustíveis (art. 3º). De modo complementar, no que diz respeito ao ICMS, o PAN (MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES, PORTOS E AVIAÇÃO CIVIL, 2018a, p. 62) sugere o estabelecimento de uma alíquota máxima nacional, com vistas à redução do custo das empresas aéreas brasileiras.

Ademais, mesmo que o debate brasileiro ainda esteja muito aquém das pautas mundiais em contextos de baixa tributação de aviação, nota-se que, embora não seja conveniente, na atual situação do país, o debate sobre a imposição de novos encargos relativos aos danos ambientais ocasionados pelo setor aéreo,

81 A IATA (2019, p. 2) traz o exemplo do caso indiano: “The government’s reduction on excise duty for jet fuel saved airlines US\$76 million and the reduction in the fuel concession fee at Chennai airport saved a further US\$30 million”.



deve-se salientar que há um debate sobre a associação do setor ao mercado de carbono.⁸² Contudo, isso somente faz sentido onde os custos de combustíveis de aviação são relativamente baixos⁸³ – para a dissuasão dos agentes e a busca de alternativas mais sustentáveis –, o que não é o caso nacional. Além disso, o Brasil já tem implementado o combustível QAV-C, que permite a redução das emissões de carbono.

Embora o país seja um dos três, por exemplo, que não tributam emissões rodoviárias com referência próxima dos 30 euros por tonelada de CO₂ (OCDE, 2019, p. 5), isso não significa que ele tribute pouco; ao contrário, o país tributa em demasia e com destinação pouco eficiente (meramente arrecadatória), sobretudo em se tratando do setor aéreo. Assim, no planejamento de um novo modelo de tributação e encargos para os combustíveis da aviação civil, isso não impede que se considere uma utilização direta desses tributos para investimentos em tecnologia limpa, desde que seja um consenso internacional⁸⁴ e que contemple todas as carências do setor.⁸⁵ Todavia, os patamares de tributação atuais geram muito prejuízo à economia e à concorrência no mercado em questão, uma vez que a formatação do modelo ideal deveria seguir parâmetros tendenciais de extinção progressiva de tributação no setor, como forma de fomento da atividade em questão, que ainda necessita de grande incremento no país.

82 De acordo com a OCDE (2019, p. 5): “Emissions from international aviation and maritime transport are not taxed at all. Fuels used in domestic aviation and domestic navigation are sometimes taxed, but rarely reflect a low-end carbon benchmark [...]. Most of these emissions are not subject to emissions trading systems either”. Sobre o baixo impacto no custo em países desenvolvidos e de tributação relativamente baixa, ver Morrell (2009, p. 17). Na União Europeia, foi aprovada a Directiva 2008/101/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de novembro de 2008, que incluiu as atividades da aviação no regime de comércio de licenças de emissão de gases geradores de efeito de estufa na comunidade.

83 Segundo a OCDE (2019, p. 11): “Increasing carbon prices first where they currently are lowest makes sense”.

84 Para Brons (2002, p. 165), “a kerosine tax, for example, can only be justified in the context of an international policy arrangement and requires different insights than a local noise charge”.

85 Segundo o PAN (Ministério dos Transportes, Portos e Aviação CIVIL, 2018a, p. 33): “Nesse sentido, as ações ambientais não devem ser abordadas de maneira isolada e sim como parte integrante das estratégias de desenvolvimento do setor, tais como: investimentos em infraestrutura; otimização das operações das empresas aéreas; gestão do tráfego aéreo; e eficiência e estabilidade de oferta de combustíveis”.



4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da análise do mercado de combustíveis de aviação e suas respectivas relações com o mercado de transporte aéreo brasileiro, nota-se um movimento de abertura desses dois setores (combustíveis e aviação civil), que antes eram excessivamente regulados. Isso acontece, sobretudo, no contexto de maior consagração dos valores da livre concorrência e da livre iniciativa.

Nesse aspecto, buscou-se observar as exigências regulatórias para a operação na distribuição e na revenda do mercado de combustíveis de aviação, para depois analisar as permissões normativas de atuação de cada agente econômico da cadeia de fornecimento desse tipo de combustível, ou seja, o produtor, o distribuidor, o revendedor e o consumidor. Com base nessas análises anteriores e nos combustíveis autorizados pela ANP para abastecimento de aeronaves, observou-se o impacto do custo de combustíveis nas empresas aéreas brasileiras, que corresponde a cerca de um terço de seu faturamento.

Sob essa perspectiva de grande impacto do custo dos combustíveis no setor da aviação civil, percebeu-se que o incremento do transporte aéreo estaria diretamente relacionado com a redução da relevância dos combustíveis no faturamento das empresas aéreas, pois estes acabam repercutindo fortemente no preço e, conseqüentemente, na demanda por passagens. Então, sugeriram-se medidas liberalizantes que visassem reduzir o preço do combustível de aviação.

Como primeira proposta, advogou-se pela unificação do procedimento de autorização de operação junto à ANP pelos pretensos distribuidores e fornecedores, de modo que apenas um requerimento (isto é, um procedimento) seja capaz de conceder o que antes demandaria três outros, quais sejam, autorização de operação, autorização de distribuição e autorização de revenda. Essa junção, pois, tem o condão de permitir a redução de custos financeiros e de transação, p. ex., para aqueles que hoje só atuam em um ponto da cadeia de fornecimento e objetivam ampliar o seu escopo de atividade.

Por sua vez, sustentou-se a abertura da comercialização dos combustíveis de aviação de um maior número de agentes para um ainda mais amplo espectro de interessados. Nesse sentido, os produtores – nacionais e internacionais – poderiam comercializar diretamente para os distribuidores, os revendedores de qualquer natureza e os consumidores. Aos distribuidores deveria ser facultada a venda



entre si, para revendedores de qualquer natureza e para os consumidores diretamente, ao passo que aos revendedores deveria ser permitida a comercialização entre si, para ambas as modalidades (vinculado e independente), como também aos consumidores. Essa nova cadeia de fornecimento proposta, entretanto, depende da necessária atuação conjunta da ANP e da Anac na fiscalização e conformação de outros agentes que podem prejudicar a competitividade do setor, por meio do soerguimento de barreiras, como os administradores aeroportuários.

Além disso, propôs-se uma ampliação no investimento em pesquisa para o barateamento de combustíveis alternativos, como o biocombustível, ou mesmo para o desenvolvimento de outras tecnologias que sejam capazes de superar os combustíveis derivados do petróleo.

Por fim, defendeu-se uma reforma para a extinção progressiva dos tributos incidentes sobre os combustíveis de aviação, mas, diante da impossibilidade de sua implementação imediata, propôs-se a instituição da monofasia tributária, assim como a articulação com os Estados e o Distrito Federal, para a harmonização dos tributos incidentes sobre os combustíveis. Especificamente em relação ao ICMS incidente sobre os combustíveis de aviação – talvez o maior de todos os problemas tributários em relação a esse produto –, defende-se o estabelecimento de uma alíquota máxima nacional.

De todo modo, é importante observar que as propostas aqui elencadas não são estanques e representam um passo inicial no debate específico dos custos dos combustíveis de aviação no Brasil, os quais devem ser reduzidos para a ampliação do transporte aéreo nacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL. **Painel de indicadores do transporte aéreo**: ano 2018. Brasília, 2018. Disponível em: <https://www.anac.gov.br/assuntos/dados-e-estatisticas/mercado-de-transporte-aereo/painel-de-indicadores-do-transporte-aereo>. Acesso em: 16 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 17, de 26 de julho de 2006. Diário Oficial da União, 27 jul. 2006a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 18, de 26 de julho de 2006. Diário Oficial da União, 27 jul. 2006b.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 42, de 18 de agosto de 2011. Diário Oficial da União, 19 ago. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015. Diário Oficial da União, 3 dez. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Portaria ANP nº 399, de 10 de outubro de 2018. **Diário Oficial da União**, n. 197, seção 2, p. 46, 11 out. 2018a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Portaria ANP nº 424, de 1º de novembro de 2018. Diário Oficial da União, 5 nov. 2018b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 778, de 5 de abril de 2019. Diário Oficial da União, 8 abr. 2019a.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 779, de 5 de abril de 2019. Diário Oficial da União, 8 abr. 2019b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 784, de 26 de abril de 2019. Diário Oficial da União, 29 abr. 2019c.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

Resolução ANP nº 795, de 5 de julho de 2019. Diário Oficial da União, 8 jul. 2019d.

AZUL LINHAS AÉREAS. **Relações com investidores**. 2019. Disponível em: <https://ri.voeazul.com.br/>. Acesso em: 12 nov. 2019.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 21.713, de 27 de agosto de 1946**. Rio de Janeiro, 2 ago. 1946.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 7.565, de 19 de dezembro de 1986**. Brasília, 19 dez. 1986.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999**. Brasília, 28 jan. 1999a.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999**. Brasília, 26 out. 1999b.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 6.780, de 18 de fevereiro de 2009**. Brasília, 18 fev. 2009.

BRASIL. Presidência da República. **Mensagem de veto nº 421, de 25 de julho de 2016**. Brasília, 25 jul. 2016a.

BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 714, de 1º de março de 2016**. Brasília, 1º mar. 2016b.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 13.726, de 8 de outubro de 2018**. Brasília, 8 out. 2018a.

BRASIL. Presidência da República. **Medida Provisória nº 863, de 13 de dezembro de 2018**. Brasília, 13 dez. 2018b.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 13.842, de 17 de junho de 2019**. Brasília, 17 jun. 2019a.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019**. Brasília, 20 set. 2019b.

BRONS, Martijn *et al.* Price elasticities of demand for passenger air travel: a meta-analysis. **Journal of Air Transport Management**, v. 8, Issue 3, p. 165-175, maio 2002.

BURGHOUWT, Guillaume *et al.* Economic benefits of reducing aviation taxes in Latin America and the Caribbean. **SEO Amsterdam Economics Commissioned by IATA**, Amsterdã, 20 abr. 2016. Disponível em: http://www.seo.nl/uploads/media/2016-13_Economic_benefits_of_reducing_aviation_taxes_in_Latin_Amerika_and_the_Caribbean.pdf. Acesso em: 11 nov. 2019.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA. **Repensando o setor de combustíveis**: medidas pró-concorrência. Brasília, maio 2018. Disponível em: http://www.cade.gov.br/aceso-a-informacao/publicacoes-institucionais/contribuicoes-do-cade/contribuicoes-do-cade_medidas-28maio2018-final.pdf. Acesso em: 22 nov. 2019.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução CNPE nº 15, de 29 de outubro de 2018**. Brasília, 29 out. 2018.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019**. Brasília, 4 jun. 2019a.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução CNPE nº 15, de 24 de junho de 2019**. Brasília, 24 jun. 2019b.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL. **IMF Working Paper WP/06/124**, maio 2006. Disponível em: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2006/wp06124.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

GOL LINHAS AÉREAS. **Relações com investidores**. 2019. Disponível em: http://ri.voegol.com.br/default_pt.asp?idioma=0&conta=28. Acesso em: 12 nov. 2019.

INDUSTRY HIGH LEVEL GROUP. **Aviation Benefits Report**. 2019. Disponível em: <https://www.icao.int/sustainability/Documents/AVIATION-BENEFITS-2019-web.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2019.

INTERNATIONAL AIR TRANSPORT ASSOCIATION. Aviation Charges, Fees and Taxes: Fact Sheet. **IATA Economics**, maio 2019. Disponível em: http://www.iata.org/pressroom/facts_figures/fact_sheets/Documents/fact-sheet-charges-fuel-fees-taxes.pdf. Acesso em: 11 nov. 2019.



INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION. **Annual report of The Council to The Assembly for 1965**. Montreal: ICAO, abr. 1966. Doc. 8572 A16-P/1. Disponível em: <https://www.icao.int/assembly-archive/Session16/A.16.REP.1.P.EN.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION. **ICAO'S policies on taxation in the field of international air transport**. 3. ed. Montreal: ICAO, 2000. Doc. 8632. Disponível em: https://www.icao.int/publications/Documents/8632_3ed_en.pdf. Acesso em: 13 nov. 2019.

INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION. **Supplement to Doc 8632 ICAO'S policies on taxation in the field of international air transport**. 4. ed. Montreal: ICAO, 25 fev. 2016. Disponível em: https://www.icao.int/publications/Documents/8632_cons_sup_en.pdf. Acesso em: 13 nov. 2019.

KEEN, M.; PARRY, I.; STRAND, J. Planes, ships and taxes: charging for international aviation and maritime emissions. **Economic Policy**, v. 28, n. 76, p. 701-749, 2013.

LATAM LINHAS AÉREAS. **Relações com investidores**. 2019. Disponível em: <http://www.latamairlinesgroup.net/pt-pt>. Acesso em: 14 nov. 2019.

MENDES, Pietro Adamo Sampaio; SOUZA, Lorena Mendes de. O papel da ANP na redução das emissões de gases de efeito estufa na aviação. **Conexão Internacional: Revista sobre a Atuação Internacional da Anac**, v. 2, n. 2, p. 9-14, 2018.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Energia: diagnósticos e propostas para o setor**. Brasília: Ministério da Fazenda, dez. 2018. Disponível em: [file:///C:/Users/allan/Downloads/livrobranco_energia_atual%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/allan/Downloads/livrobranco_energia_atual%20(1).pdf). Acesso em: 22 nov. 2019.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES, PORTOS E AVIAÇÃO CIVIL. **Plano Aeroviário Nacional**. Brasília, nov. 2018a. Disponível em: https://www.infraestrutura.gov.br/images/AVIACAO_CIVIL/PAN/PAN2018_ebook.pdf. Acesso em: 22 nov. 2019.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES, PORTOS E AVIAÇÃO CIVIL. **Exposições de Motivos nº 00060/2018 MTPA, de 13 de dezembro de 2018**. Brasília, 13 dez. 2018b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Exm/Exm-MP-863-18.pdf. Acesso em: 12 nov. 2019.

MORRELL, Peter. **The economics of CO₂ emissions trading for aviation**. OCDE/ITF, 2009. Discussion Paper, n. 29. Disponível em: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5kmmnc6mdhmv-en.pdf?expires=1573557160&id=id&accname=guest&checksum=2341A3DD1E0BBF4ABD59FBFE6E9797EA>. Acesso em: 12 nov. 2019.

MORRISON, Steven A.; WINSTON, Clifford. Enhancing the performance of the deregulated air transportation system. **Brookings Papers on Economic Activity**, v. 20, p. 61-123, 1989. Disponível em: https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/1989/01/1989_bpeamicro_morrison.pdf. Acesso em: 12 nov. 2019.

MORRISON, Steven A.; WINSTON, Clifford. The dynamics of airline pricing and competition. **The American Economic Review**, v. 80, n. 2, p. 389-393, maio 1990. Papers and Proceedings of the Hundred and Second Annual Meeting of the American Economic Association.

MUTTI, J.; MURAI, Y. Airline travel on the North Atlantic. **Journal of Transport Economics and Policy**, v. 11, n. 1, p. 45-53, 1977.

ODDONE, Décio. **Apresentação na Audiência Pública Ordinária**: atuação da ANP. Brasília: Câmara dos Deputados, 9 jul. 2019. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2019/audiencia-publica-com-diretor-geral-da-anp-sr-decio-oddone/Apresentacao%20ANP.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2019.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. **Taxing energy use**: 2019. Paris, out. 2019. Disponível em: <https://www.oecd.org/tax/tax-policy/brochure-taxing-energy-use-2019.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2019.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO/ INTERNATIONAL TRANSPORT FORUM. **Airport regulation investment & development of aviation**. Paris, 2010. Disponível em: <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/9789282102923-en.pdf?expires=1573556907&id=id&acname=ocid54025470&checksum=B0CB6B73EEA48D06DD5C038679EE4861>. Acesso em: 11 nov. 2019.

PEETERS, P. M.; MIDDEL, J.; HOOLHORST, A. **Fuel efficiency of commercial aircraft**: an overview of historical and future trends. Bangalore: National Aerospace Research Laboratory (NLR), nov. 2005. Disponível em: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/media/2005-12_nlr_aviation_fuel_efficiency.pdf. Acesso em: 12 nov. 2019.

PETROBRAS. **Demonstrações contábeis em 31 de dezembro de 2018**. Rio de Janeiro: Petrobras, 25 de fev. 2019. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/14620/DFs_Completas_2018_PORT-.pdf. Acesso em: 17 nov. 2019.

SEREBRISKY, Tomas. **Análisis del mercado de los combustibles líquidos en Argentina**. Buenos Aires, 22 fev. 2001. Disponível em: <https://docplayer.es/21194429-Analisis-del-mercado-de-los-combustibles-liquidos-en-argentina.html>. Acesso em: 22 nov. 2019.

SLADE, Margaret; LAFONTAINE, Francine. Exclusive Contracts and Vertical Restraints: Empirical Evidence and Public Policy. In: BUCCIROSSI, Paolo. **Handbook of Antitrust Economics**. Massachusetts: MIT Press, 2008, p. 391-414.

SOLAR IMPULSE FOUNDATION. **Homepage**. 2019. Disponível em: <https://aroundtheworld.solarimpulse.com/>. Acesso em: 22 nov. 2019.

WADUD, Zia. The asymmetric effects of income and fuel price on air transport demand. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, v. 65, p. 92-102, jul. 2014.

3º lugar

Fernando Colli Munhoz*

**Proposta regulatória para
aperfeiçoamento do sistema de
liquidação da energia elétrica no
mercado de curto prazo**

* Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Especialista em Regulação – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Mercados de eletricidade foram criados como alternativa à tradicional estrutura verticalizada do setor elétrico em que uma mesma empresa era responsável por produzir, transmitir e distribuir a energia elétrica para os consumidores finais. O objetivo da criação do mercado de eletricidade foi trazer mais eficiência nos processos de produção e comercialização de energia elétrica, resultando em remuneração adequada ao investidor e preço justo ao consumidor. Contudo, para que se atinja tal objetivo, o mercado de eletricidade precisa ser desenhado pelo Regulador, visando à eficiência de curto prazo, à alocação mais econômica dos recursos de oferta existentes para atendimento da demanda corrente e à eficiência de longo prazo, que viabiliza os sinais econômicos adequados para a expansão da produção de eletricidade no futuro. Entretanto, os pressupostos de eficiência não são obtidos sem concorrência efetiva no mercado. Quando a concorrência é ameaçada, agentes econômicos têm possibilidade de exercer poder de mercado e alterar unilateralmente o preço da eletricidade com o fim de obter lucros extraordinários, causando prejuízo ao consumidor final. Neste caso, o objetivo da existência de um mercado de eletricidade não é alcançado. Este trabalho propõe atuação prévia do Regulador no desenho de mercado, visando à manutenção da concorrência entre os agentes econômicos. Sugere-se modificar parte do desenho de mercado em vigor, especificamente no modo em que a energia elétrica é liquidada no mercado brasileiro. Demonstrou-se que a utilização do sistema duplo de liquidação proposto no trabalho, em substituição ao sistema de liquidação vigente, é mais adequada para valorar corretamente a energia elétrica, incentivar os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema e desincentivar práticas anti-concorrenciais, como a utilização de poder de mercado.

Palavras-chave: Concorrência; regulação de mercado; sistema de liquidação.



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	171
1.1 Desenho de mercado	171
1.2 Competição e atividade anticoncorrencial	174
1.3 Objetivo do trabalho	177
2 CLASSIFICAÇÃO DE MERCADOS	179
2.1 Mercado por preço	179
2.2 Mercado por custo	184
3 PODER DE MERCADO E CONLUIO	188
3.1 Poder de mercado	189
3.2 Conluio	193
4 MERCADO DE ELETRICIDADE BRASILEIRO	195
4.1 Contratação livre e regulada	196
4.2 Mercado de curto prazo	198
4.3 Precificação da energia elétrica	199
5 LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	202
5.1 Sistema duplo de liquidação	202
5.2 Sistema de liquidação no Brasil	207
5.3 Comparação entre os sistemas de liquidação	208
5.4 Aprimoramento regulatório	210
6 CONCLUSÕES	218
REFERÊNCIAS	220



LISTA DE FIGURAS E TABELAS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Eficiência de curto prazo	172
Figura 2. Eficiência de longo prazo	173
Figura 3. Curva de oferta e demanda	180
Figura 4. Elasticidade da demanda por eletricidade	181
Figura 5. Lucro do gerador com diferentes hipóteses de oferta	182
Figura 6. Perda do gerador com oferta diferente do custo marginal de operação	183
Figura 7. Esquemático de usinas hidrelétricas localizadas em cascata	185
Figura 8. Programação da operação considerando-se a interdependência das decisões	187
Figura 9. Exemplo de utilização de poder de mercado	190
Figura 10. Geradores atuando em conluio	194
Figura 11. Síntese da arquitetura legal para comercialização de energia elétrica	197
Figura 12. Esquemático dos modelos utilizados no PMO	201
Figura 13. Esquemático dos modelos utilizados no PMO	206
Figura 14. Sistema de liquidação brasileiro	208
Figura 15. Poder de mercado no mercado brasileiro	212





LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Oferta e produção correspondentes às figuras 13 e 14 209

Tabela 2. Receitas nos sistemas de liquidação [R\$] 209





1 INTRODUÇÃO

Quando pessoas ou empresas trocam bens ou serviços por dinheiro ou por outros bens, elas exercem atividades de mercado. No âmbito da eletricidade, produtores a vendem para consumidores que pagam por ela e a utilizam para diversos fins: produção industrial, atividades rurais, refrigeração, iluminação, etc.

A relação entre produtores e consumidores de eletricidade não difere, em conceito, da relação entre produtor e consumidor de outras atividades econômicas, como agricultura, pecuária, indústria de eletroeletrônicos, de peças de veículos automotivos, mercado de refeições, entre outros. O consumidor pode, local ou virtualmente, comprar o produto ou serviço desejado, desde que o preço que se dispõe a pagar seja igual ou maior ao preço pelo qual o vendedor está disposto a vender. Neste caso, há a troca do bem e a negociação de mercado é realizada.

Entretanto, se, do ponto de vista conceitual, o mercado de eletricidade não difere do mercado de outros produtos, ele exibe alguma complexidade que normalmente não é encontrada nos outros mercados.

1.1 Desenho de mercado

O mercado de eletricidade não é orgânico, ou seja, não nasce naturalmente entre pessoas ou empresas com disposição de vender e comprar bens ou serviços. É um mercado que precisa ser desenhado (CRAMTON, 2017, p. 590). O órgão regulador ou o formulador de políticas, simplificada e tratado nesta monografia apenas como Regulador, é o responsável pelo desenho de mercado.

Quando desenha o mercado de energia elétrica, o Regulador deve buscar dois objetivos conflitantes: confiabilidade no suprimento e preços baixos (CRAMTON, 2017, p. 591). Os objetivos são conflitantes, pois quanto mais investimento é realizado, mais o sistema fica confiável. Em teoria, a confiabilidade absoluta leva a um investimento infinito. Se há muito investimento, o preço da energia elétrica se eleva. É necessário arrecadar recursos para fazer frente ao investimento. De outro lado, preços de energia elétrica baixos podem não ser suficientes para prover a confiabilidade desejada.

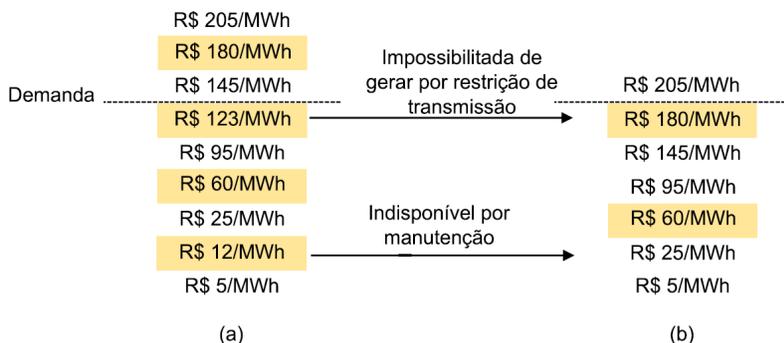
De acordo com Cramton (2017, p. 591), na busca do melhor desenho de mercado, o Regulador deve atentar para a eficiência de curto prazo, fazendo o



melhor uso dos recursos energéticos existentes, e para a eficiência de longo-prazo, promovendo sinais e incentivos para investimentos eficientes em novas fontes, na expansão do parque gerador instalado, ou na substituição do parque gerador vigente por um mais eficiente, com menor custo de suprimento de energia elétrica.

Na visão de curto prazo, o desenho de mercado deve buscar o uso dos recursos disponíveis seguindo a ordem de mérito de custo econômico, isto é, o consumo de energia elétrica deve ser atendido acionando-se a oferta disponível na forma crescente de custos de produção de eletricidade. A figura 1 (a) mostra a alocação ideal da oferta para atendimento da demanda, seguindo a ordem de mérito de custo econômico. A fonte de suprimento marginal, isto é, a que atende a última unidade de energia demandada, deve ser a que possui o maior custo de operação entre toda a oferta de geração.

Entretanto, o objetivo de curto prazo nem sempre é possível de ser alcançado devido à complexidade do sistema elétrico. Por vezes, restrições ambientais, de transmissão ou de manutenção de equipamentos de geração não permitem que o consumo do momento seja atendido pelo suprimento disponível com os menores custos. É o que mostra a figura 1 (b). As usinas de custo R\$ 12/MWh e R\$ 123/MWh não puderam produzir energia elétrica devido à indisponibilidade por manutenção e à restrição de transmissão, respectivamente. Desta forma, usinas com custo de até R\$ 180/MWh tiveram que ser acionadas para atender a mesma demanda.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 1. Eficiência de curto prazo



Quando todos os geradores utilizam o custo marginal para a ordenação do despacho do sistema, o valor do preço do suprimento da unidade marginal para atendimento da demanda é o preço que a demanda no curto prazo paga para o consumo da energia elétrica. Este preço para atendimento da demanda no curto prazo é uma variável importante para a eficiência de longo prazo.

A eficiência de longo prazo busca atender a expansão do consumo de energia elétrica ao menor custo possível. Por este motivo, o preço para atendimento da demanda no curto prazo é variável de grande importância para a eficiência de longo prazo. O mercado bem desenhado, que alcança a eficiência de curto prazo, fornecerá o preço para atendimento ótimo da demanda. O preço pode ser projetado para o futuro. Investidores que conseguem construir e operar uma usina de geração, com remuneração adequada, a preços menores do que o preço da energia elétrica projetado para o futuro, têm incentivos e sinais adequados para investir na expansão. Eles são capazes de instalar e operar suas usinas a custos menores do que o preço de mercado e de extraírem seus lucros por esta diferença. Este é o caso das usinas A e B ilustrado na figura 2. Considerando o preço esperado da energia elétrica no mercado, as usinas A e B são viáveis economicamente. As usinas C e D, por sua vez, somente são viáveis do ponto de vista econômico se o valor esperado do preço da energia elétrica for maior do que o sugerido na figura 2.

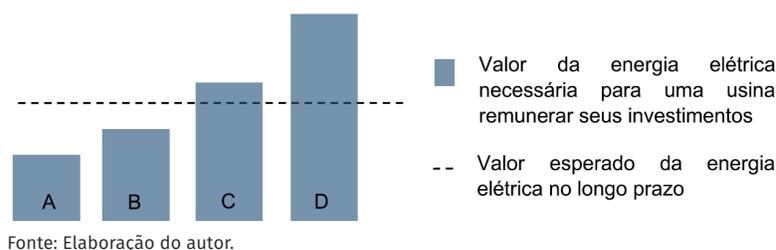


Figura 2. Eficiência de longo prazo

Portanto, é importante que a eficiência de curto prazo emita os sinais adequados para que a eficiência de longo prazo possa ser obtida. A eficiência de curto e longo prazo supre de energia elétrica o consumidor final ao menor custo possível.

Entretanto, conforme explicam Kirschen e Strbac (2004, p. 50), apesar da simplicidade de seu conceito, a eficiência de curto e longo prazo está longe de ser



conseguida de maneira trivial. O mercado de eletricidade é complexo e trabalha vinculado a um sistema que ainda não permite, com custos competitivos, o armazenamento do produto. A eletricidade produzida em cada milésimo de segundo precisa ser necessariamente consumida. Assim, deve existir um balanço em tempo real entre oferta e demanda de energia elétrica, atendendo milhares de restrições relacionadas ao fluxo de energia elétrica na rede, a equipamentos, a questões ambientais, entre outros fatores. Se há falha neste balanço, o sistema elétrico colapsa e o consumo de eletricidade deixa de ser atendido. O *blackout* acontece.

A eletricidade é um bem essencial para a vida moderna, e falhas no suprimento de energia elétrica com frequência relativamente alta ou por longos períodos são consideradas inadmissíveis na sociedade contemporânea.

Entretanto, mesmo seguindo esses conceitos primários – preços módicos e confiabilidade adequada, com eficiência de curto e longo prazo –, no mundo, há importantes diferenças nos desenhos de mercado de eletricidade adotados. E mais, tais desenhos não são estáticos, pois estão sempre passando por processos de aprimoramento.

Neste momento, os mercados de eletricidade passam por uma dinâmica veloz e profunda de mudanças devido a fatores como: maior inserção de fontes renováveis em sistemas que eram predominantemente dominados por combustíveis fósseis; participação do consumidor final na produção de sua própria eletricidade; avanço das tecnologias de armazenamento de energia elétrica; surgimento e massificação dos veículos elétricos, e adesão de países aos acordos multilaterais sobre mudanças climáticas e aquecimento global.

1.2 Competição e atividade anticoncorrencial

Não bastasse o desenho de mercado ter que atentar para a característica diferenciada da eletricidade e a dinâmica de mudanças corrente, ele deve garantir que a atividade concorrencial seja efetiva e que as regras do desenho proposto eliminem, ou, na impossibilidade, mitiguem, qualquer estratégia anti-competitiva dos agentes econômicos que aumente artificialmente os preços da energia elétrica em prol de lucros extraordinários.

É o que se estuda neste trabalho – o desenho de mercado de eletricidade que possa mitigar a atividade anticoncorrencial por meio da modificação do procedimento utilizado para liquidar a energia elétrica no mercado de curto prazo.



Pretende-se demonstrar que a adoção do procedimento denominado “sistema duplo de liquidação” é conceitualmente superior ao procedimento atualmente adotado no Brasil, ambos detalhados no capítulo 5, pois oferece melhor valoração da energia elétrica, incentiva os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema eletroenergético e desestimula a utilização de estratégias anticoncorrenciais por parte dos agentes econômicos, como o exercício do poder de mercado.

Desde que a maioria dos sistemas elétricos no mundo decidiu separar as atividades de rede, caso da transmissão e distribuição de eletricidade, e tratá-las como monopólio natural utilizando a regulação por incentivos para extrair eficiência e qualidade das empresas, das atividades em que a competição é possível, caso da geração e comercialização de eletricidade, o Regulador enfrenta o desafio de realizar uma regulação de mercado que estimule a competição e alcance os pressupostos de eficiência e confiabilidade no suprimento de energia elétrica.

Nesta nova arquitetura de mercado, as empresas de geração de energia elétrica passam a ser produtores independentes e a buscar a otimização de seus processos para ter custos menores e poder competir no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. A atividade de geração passa a ser realizada sob o regime de regulação de mercado.

Normalmente, essa regulação divide o mercado entre atacadista e varejista. O mercado atacadista negocia grandes blocos de energia, e dele participam os geradores, comercializadores e grandes consumidores de energia elétrica. As transações comerciais ocorrem por meio de contratos bilaterais ou de um Mercado Atacadista de Energia.

As transações bilaterais ocorrem quando vendedores e compradores fixam quantidade e preço da energia elétrica e prazo para o fornecimento em contratos registrados entre as partes. Por exemplo, um comercializador e um consumidor fecham um contrato bilateral com quantidade de energia elétrica de 50 MWh por mês, pelo período de um ano, por um preço R\$ 100,00/MWh. O comercializador, que não possui ativos de geração, deve buscar a energia elétrica vendida por meio de outros contratos bilaterais com geradores ou comercializadores, ou comprar a energia no Mercado Atacadista de Energia.

As transações no Mercado Atacadista de Energia sucedem quando os agentes de mercado não estabelecem contratos bilaterais ou o fazem em quantidade insufi-



ciente em relação à energia elétrica consumida ou produzida no período. Por exemplo, considere que o consumidor tem um contrato bilateral de 50 MWh por mês com o comercializador, mas consumiu 60 MWh no período. Como ele não possui contratos para 10 MWh mas demandou esse incremento no mês, fisicamente algum gerador do sistema produziu esta energia para ele. Desta forma, o consumidor, além de honrar o contrato bilateral com o comercializador referente a 50 MWh, deve pagar no Mercado Atacadista de Energia o adicional de 10 MWh consumido que algum gerador produziu. O preço da energia no Mercado Atacadista de Energia que este consumidor deverá pagar pelo consumo excedente de 10 MWh é denominado “preço de curto-prazo”, ou “spot”, e seu estabelecimento é discutido no capítulo 2.

O Mercado Atacadista de Energia é organizado por uma instituição independente, que pode ser o próprio Operador do Sistema, agregando novas funções, ou uma instituição criada especificamente para esta finalidade, o Operador de Mercado.

Os pequenos consumidores participam do mercado varejista. A possibilidade de poderem escolher o seu supridor de energia elétrica varia de acordo com o desenho de mercado adotado em cada país ou região. Há mercados em que o consumidor residencial pode escolher seu supridor de energia elétrica ou mesmo produzir sua própria energia elétrica e vender para outros comercializadores ou consumidores. São os mercados mais liberalizados. Há, no entanto, mercados em que eles não podem escolher seus fornecedores. Neste caso, um outro agente, como, por exemplo, a distribuidora de energia elétrica, compra a energia no mercado atacadista ou em contratos bilaterais em nome de vários consumidores e repassa as despesas para tais consumidores na fatura de energia elétrica. Consumidores que não possuem liberdade de compra de energia são denominados “cativos” e não têm incentivos para responder a preços no mercado de curto prazo, pois sua tarifa é fixada somente uma vez ao ano.

A estrutura final de pagamento de todo o serviço de energia elétrica pelo consumidor final, independentemente de ser livre ou cativo, segue a formulação descrita na equação 1.1.

$$VF = CE + CT + CD + ES + IM \quad (1.1)$$

Onde:

VF = valor da fatura de energia elétrica do consumidor final;



CE = custo da energia elétrica;

CT = custo de conexão e uso do sistema de transmissão;

CD = custo de conexão e uso do sistema de distribuição;

ES = encargos setoriais;

IM = impostos.

Em muitas faturas de energia elétrica, a separação das parcelas que compõem o custo total não é apresentada de maneira discriminada. O consumidor final tem acesso somente ao valor final da fatura de energia elétrica, o *VF*.

O custo da energia, *CE*, sempre irá existir, seja o consumidor livre ou cativo. No primeiro caso, o consumidor pode conseguir preços menores para este componente da sua fatura, pois pode ir ao mercado e tentar buscar um contrato de energia elétrica com um gerador ou comercializador que ofereça um preço menor do que o fornecido para os consumidores cativos.

Os custos de transmissão, *CT*, e de distribuição, *CD*, são definidos pelo Regulador, pois tratam de monopólios. Encargos setoriais, por sua vez, são pagamentos adicionais realizados pelos consumidores para dar cumprimento a subsídios definidos em políticas setoriais, como desconto da energia elétrica para a população de baixa renda, universalização dos serviços de energia elétrica e financiamento de novas fontes ou tecnologias de geração de eletricidade. Já os impostos servem para fins de arrecadação do Estado.

Portanto, quando se fala em mercado de energia elétrica e na possibilidade de o consumidor escolher seu próprio fornecedor, está se falando na parcela *CE* da fatura de energia elétrica. É nesta parcela que o consumidor livre pode ir ao mercado em busca de contratos para tentar diminuir o valor pago. As outras parcelas da fatura são definidas pelo Regulador, sem a participação do consumidor, independentemente de ser livre ou cativo.

1.3 Objetivo do trabalho

Esta monografia cuida essencialmente da parcela *CE* da fatura de energia elétrica, que, no Brasil, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (2019a), corresponde, em média, a aproximadamente 1/3 do total pago na tarifa pelos consumidores residenciais. Contudo, este percentual pode variar, a depender do portfólio de contratos da distribuidora e da alíquota de imposto



estadual aplicada na localidade do consumidor. É na parcela CE que a competição ocorre na indústria de eletricidade.

Como visto, a competição, por meio da livre concorrência entre os agentes econômicos, deve promover a melhor alocação dos recursos econômicos e os menores preços ao consumidor final. É isso que se busca quando se desenha um mercado de eletricidade.

Entretanto, conceitualmente, a competição é um meio, e a eficiência é o objetivo (HUNT, 2002, p. 5). Assim, toda vez que a livre concorrência é afetada por ações unilaterais ou conjuntas de agentes econômicos, a competição é abalada e a eficiência dissipada. A desejada eficiência de curto e longo prazo, motivo da criação de mercados de eletricidade, não é atingida.

O desenho de mercado realizado pelo Regulador tem o condão de promover um mercado que conduz à competição efetiva, minimizando eventuais ações anticompetitivas pelos agentes econômicos e, por consequência, maximizando a busca pela eficiência.

Este trabalho tem como objetivo propor o aprimoramento regulatório no desenho de mercado de eletricidade brasileiro por meio de modificação no sistema de liquidação da energia elétrica. A tese que se pretende demonstrar é a de que a aplicação pelo Regulador do sistema duplo de liquidação oferece maior competição ao mercado de curto prazo brasileiro, leva a melhor alocação dos recursos econômicos, precifica de forma correta a energia elétrica no momento de produção e consumo e é capaz de mitigar a ação unilateral de agentes econômicos no exercício do poder de mercado e de eventual conluio.

Portanto, o objetivo do trabalho vai ao encontro do que define Wolak (2014, p. 218) como o desafio regulatório primário do regime de mercado: limitar o espaço oferecido para o exercício do poder de mercado pelos agentes econômicos.

Este estudo está dividido do seguinte modo: o capítulo 2 descreve a forma como a eletricidade é precificada em mercados competitivos, por meio da relação entre oferta e demanda, e apresenta a forma básica de classificação de mercados, por preço e por custo; o capítulo 3 cuida dos conceitos de poder de mercado aplicados a mercados de eletricidade; o 4 descreve as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica; o 5 introduz o sistema brasileiro de liquidação de energia elétrica e o sistema duplo de liquidação utilizado nos principais mercados de eletricidade do mundo, além de apresentar o atri-



moramento regulatório proposto no desenho de mercado brasileiro; o capítulo 6, por fim, apresenta as conclusões do trabalho, seguido pelas referências citadas ao longo do texto.

2 CLASSIFICAÇÃO DE MERCADOS

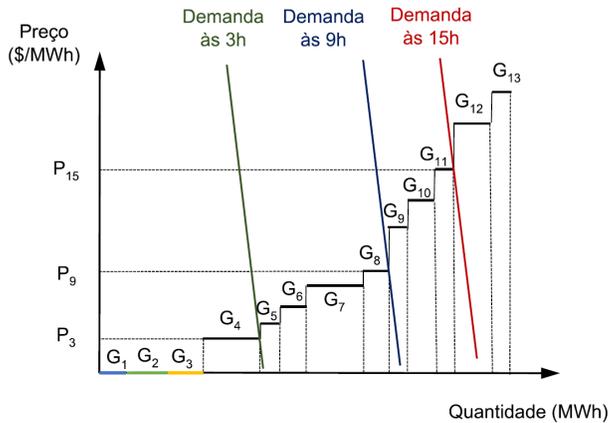
A energia elétrica pode ter diferentes preços durante um período, mês, semana, dia. Em alguns períodos, o valor da eletricidade pode ser extremamente elevado e em outros ser praticamente zero, ou até negativo em algumas circunstâncias bem específicas. A variação dos preços em períodos está estritamente relacionada ao modo como a eletricidade é produzida e consumida e à classificação de mercado adotada.

As seções seguintes apresentam os dois procedimentos existentes para precificar a energia elétrica em mercados: o mercado por preço, em que o valor da energia elétrica é definido pela disponibilidade dos agentes econômicos de comprar e vender, e o mercado por custo, em que o preço é definido pelo custo marginal da minimização dos custos de operação do sistema com base nos custos de produção dos agentes econômicos.

2.1 Mercado por preço

Em mercados por preços, produtores e consumidores de eletricidade oferecem lances de preços e quantidades para compra e venda de energia elétrica no Mercado Atacadista de Energia. A figura 3 ilustra este mecanismo para um mercado formado por fontes renováveis, sem armazenamento, e por usinas termelétricas. Por simplificação, assume-se que todas as usinas e os consumidores estão conectados em um sistema sem restrição de transporte de eletricidade, e desprezam-se as perdas do sistema elétrico.

Na figura 3, para os três horários, é possível verificar que a curva de demanda é praticamente uma linha vertical com pequena inclinação. Isto significa que a demanda apresenta pequena variação, mesmo com alta variação no preço da energia elétrica. Tal comportamento é denominado “inelástico”.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 3. Curva de oferta e demanda

A elasticidade da demanda é medida pela razão da variação da quantidade demandada pelo preço, conforme equação 2.1.

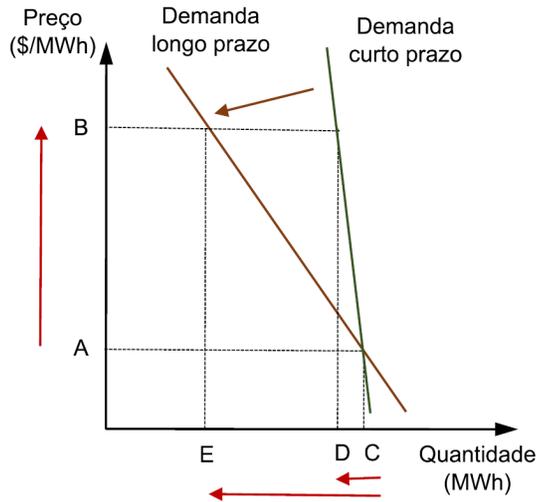
$$\text{Elasticidade da demanda a preços} = \frac{\Delta \% \text{ demanda}}{\Delta \% \text{ preço}} \quad (2.1)$$

A demanda é considerada inelástica quando alterações no preço, mesmo em grande magnitude, causam pouca ou nenhuma alteração na demanda. É o que ocorre no curto prazo no mercado de energia elétrica. O consumidor reage pouco as alterações de preços, pois ou não tem tempo para encontrar alternativas rápidas, ou a grande maioria não tem tecnologia de medição eletrônica para observar os sinais econômicos e responder a preços, ou a fatura paga pela eletricidade responde por pequeno percentual das despesas correntes.

Deste modo, se o consumidor está acostumado a usufruir o serviço e se o preço deste sobe, no curto prazo aquele tende a manter seu hábito do consumo. Entretanto, se o preço permanece alto por um período considerável, o consumidor tende a buscar alternativas para o futuro, como produzir sua própria energia ou adotar medidas de eficiência energética. Portanto, a demanda é inelástica no curto prazo, porém não é no longo prazo.

A figura 4 apresenta uma ilustração da elasticidade da demanda por eletricidade no curto e longo prazo. A variação no preço da eletricidade de A para B

é responsável por uma pequena variação na demanda por eletricidade no curto prazo, de C para D – comportamento inelástico da demanda. Porém, se a variação do preço da energia elétrica de A para B permanece por longo período, a demanda por eletricidade tenderá a variar de C para E – comportamento elástico da demanda. No longo prazo, a demanda procura alternativas para reagir.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 4. Elasticidade da demanda por eletricidade

Pelo lado da oferta, a figura 3 mostra que a demanda das 3 horas da madrugada é atendida pelas usinas G_1 , G_2 , G_3 e G_4 , que ofereceram os menores lances de preços para atendimento do consumo de energia elétrica neste horário. O preço que esses geradores irão receber pela oferta é o preço de curto prazo, também denominado *spot*, das 3 horas da madrugada P_3 .

A demanda das 9 horas da manhã é atendida pelos geradores G_1 , G_2 , G_3 , G_4 , G_5 , G_6 , G_7 e G_8 . Seguindo a mesma lógica, eles oferecem os menores lances para sua produção de energia elétrica neste horário. O preço *spot* das 9 horas da manhã é o P_9 . Todos os geradores, desde que honrem sua oferta, receberão este valor dos consumidores que tiverem suas demandas atendidas.

A demanda das 15 horas é atendida por G_1 , G_2 , G_3 , G_4 , G_5 , G_6 , G_7 , G_8 , G_9 , G_{10} e G_{11} . Esses geradores irão receber o preço *spot* das 15 horas, P_{15} , dos consumidores cujas demandas forem atendidas neste horário.

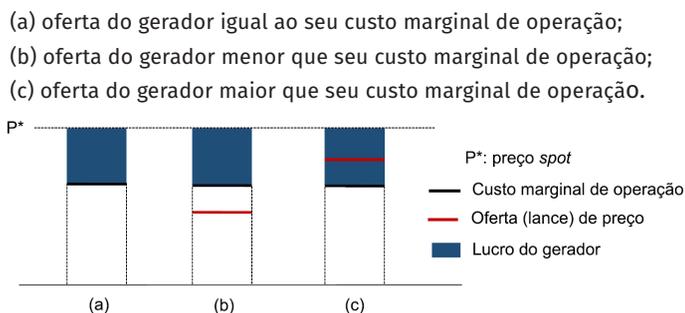


Os geradores G_{12} e G_{13} não tiveram nenhuma oferta aceita nas três horas mostradas na figura 3. Portanto, não operam e não recebem receita.

Na curva de oferta, os lances de preços no valor de zero provêm das fontes renováveis, que apresentam custo de produção praticamente nulo. Seguindo a ordem crescente de preços, aparecem as termelétricas com combustível de baixo custo, como nuclear e carvão, e as termelétricas eficientes, como as de ciclo combinado que operam com gás natural. Tais usinas possuem custos de operação baixos e operam em regime praticamente o tempo todo, parando somente para a realização de manutenções. Em seguida, há as térmicas de custo variável de operação intermediário, que operam parte do período. Por fim, as ofertas de custo variável mais elevado, como as termelétricas que utilizam gás natural em ciclo aberto e as que usam óleo diesel. Elas normalmente são utilizadas para atender picos de demanda. Por terem custos de operação maiores, operam muito menos que as térmicas de base e são denominadas “térmicas de pico”.

Na figura 3, a receita de cada gerador é dada pela multiplicação do preço *spot* pela quantidade vendida. O lucro do gerador é calculado pela receita no mercado *spot* subtraída de seu custo de operação, denominado “custo marginal de operação ou produção”. Em eletricidade, fazem parte da composição do custo marginal de operação custos de combustíveis, compensações ou encargos por cada unidade de geração produzida e custos incrementais de operação e manutenção.

Para maximizar o resultado econômico em mercados por preços, os geradores contam com diversas estratégias para ofertá-los. A título de ilustração, a figura 5 mostra a área que representa o lucro do gerador em três hipóteses de estratégias, todas considerando que a oferta do gerador é aceita, isto é, seu preço de oferta é menor que o preço *spot*:



Fonte: Elaboração do autor.

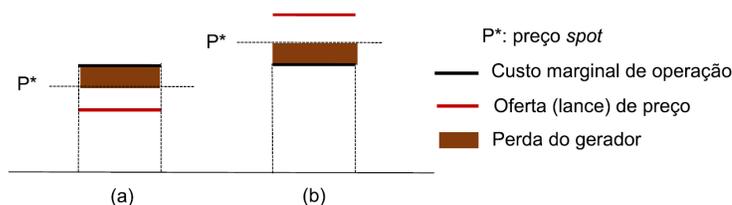
Figura 5. Lucro do gerador com diferentes hipóteses de oferta



A figura 5 mostra que o lucro do gerador no mercado quando sua oferta é aceita não se modifica, independentemente de sua oferta de preço ser igual, menor ou maior que seu custo marginal de operação. Este lucro deve ser utilizado pelo gerador para cobrir seus custos fixos, inclusive os de investimento e remuneração de capital. Portanto, quanto maior o preço *spot*, mais rápido o agente econômico irá recuperar seu investimento na usina.

Assim, quando a oferta é aceita no mercado, não importa se o gerador ofereceu um lance igual, maior ou menor do que seu custo marginal de operação, o lucro será dado pela diferença entre o preço *spot* e seu custo marginal de operação multiplicada pela quantidade de geração ofertada. Porém, as hipóteses da figura 5 nem sempre podem se confirmar, e a estratégia de lance do gerador pode interferir em seu resultado econômico no mercado. Para exemplificar, a figura 6 apresenta duas ofertas do gerador com valores diferentes de seu custo marginal de operação e em que o seu resultado econômico não foi maximizado por um erro de estratégia:

- (a) oferta do gerador menor que seu custo marginal de operação e aceita pelo mercado, e preço *spot* entre o valor da oferta e o custo marginal;
- (b) oferta do gerador maior que seu custo marginal de operação e aceita pelo mercado, e preço *spot* entre o valor da oferta e o custo marginal;



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 6. Perda do gerador com oferta diferente do custo marginal de operação

Na figura 6 (a), a oferta do gerador é inferior ao custo marginal de operação e o preço *spot* situa-se entre o custo marginal de operação e o valor da oferta. Neste caso, o gerador produz energia elétrica a um custo superior à sua venda no mercado. A perda econômica do gerador é calculada pelo resultado da diferença entre o custo marginal de operação e o preço *spot* multiplicada pela quantidade de energia ofertada.

Na figura 6 (b), a oferta do gerador é superior ao custo marginal de operação e o preço *spot* situa-se entre o valor da oferta e o custo marginal de operação.



O gerador poderia produzir energia elétrica ao custo marginal de operação e auferir o lucro dado pela diferença entre o preço *spot* e seu custo marginal de operação multiplicada pela quantidade de energia elétrica ofertada; porém, como não teve sua oferta aceita, ele deixa de produzir energia elétrica mesmo tendo um custo marginal de produção inferior ao preço de mercado.

Os exemplos das figuras 5 e 6 permitem chegar à seguinte conclusão: em mercados concorrenciais, a melhor estratégia para o agente gerador em mercado por preço é ofertar o valor de seu custo marginal de operação.

Adiante, o capítulo 3 mostra como as condições de mercado podem ser alteradas, as atividades concorrenciais serem modificadas e a estratégia de ofertar o custo marginal de operação não ser mais aquela que maximiza o benefício econômico do gerador. Entretanto, para a introdução, na seção seguinte, do mercado por custo, que é o tipo de mercado adotado no Brasil, é suficiente a conclusão desta seção sobre estratégia de oferta e custo marginal de operação em mercados por preço.

2.2 Mercado por custo

Em mercados baseados no despacho centralizado por custo, geradores de energia elétrica submetem seus custos ao Operador do Sistema, que procede à otimização dos recursos energéticos para atendimento da demanda, objetivando minimizar o custo total de operação do sistema.

Ao ordenar os custos por ordem crescente de custo marginal para atendimento da demanda, o Operador do Sistema obtém uma curva de oferta idêntica à representada na figura 3. Isso permite uma importante conclusão sobre mercados com base em preço e custo: conceitualmente eles chegam a um mesmo resultado, qual seja, a eficiência de curto prazo (GROSS; FINLAY, 2000).

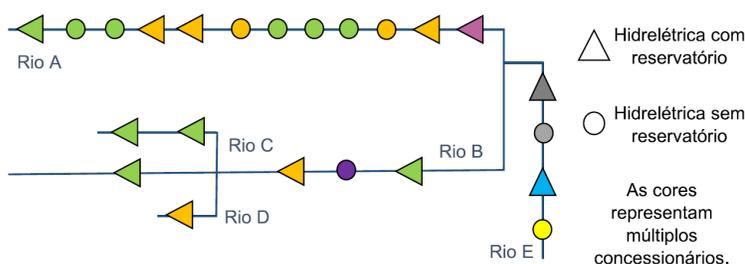
Em mercados baseados em ofertas por preço, considerando que o gerador não tem capacidade de exercer poder de mercado – o que será visto em detalhes no capítulo 3 –, a melhor estratégia deste é ofertar seu custo marginal. Desta forma, com todos os geradores ofertando o custo marginal, o preço *spot* é o valor do custo marginal da última unidade geradora que teve sua oferta aceita para atendimento da demanda. Em mercados por custo de operação, o Operador do Sistema aciona os geradores com menores custos marginais em ordem crescente de custos até a demanda ser atendida, otimizando a operação do sistema. O preço

de mercado resultante também é o valor do custo marginal da última unidade geradora despachada.

Portanto, os dois tipos de mercado são análogos em termos econômicos. A diferença está nas externalidades que são aplicadas em cada um deles, por preço ou custo.

No mercado por preço, a responsabilidade é alocada ao proprietário da usina. Ele conhece seus custos e deve ofertar a energia no mercado de forma a otimizar seus ganhos. No mercado por custo, uma instituição é responsável por auditar os custos das empresas. Novamente, se os custos auditados e a oferta do gerador forem iguais, o preço resultante de energia elétrica será o mesmo. A eficiência de curto prazo será alcançada por diferentes meios.

O mercado com base em despacho pelo custo é mais utilizado em países que têm capacidade de armazenamento de energia elétrica por meio de reservatórios de hidrelétricas e de múltiplos geradores de diferentes proprietários ou concessionários, localizados em cascata em um mesmo rio ou bacia hidrográfica, como o Brasil. Neste caso, a energia elétrica armazenada em forma de água pode ser utilizada como um seguro para períodos de escassez, e a produção de energia das usinas com reservatórios a montante influenciam a produção de energia das usinas hidrelétricas situadas a jusante, principalmente daquelas que não possuem reservatórios.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 7. Esquemático de usinas hidrelétricas localizadas em cascata

A figura 7 ilustra essa situação por meio de um esquemático de usinas hidrelétricas em cascata em cinco rios, com múltiplos concessionários, do tipo com reservatório e a fio d'água (usinas sem reservatório), e em que a produção da usina de montante, isto é, a decisão de desestocar água do reservatório para



produção de energia elétrica, influi na decisão de produção das usinas a jusante. É a interdependência de produção hidrelétrica que ocorre quando a produção de uma hidrelétrica de determinado concessionário influi economicamente na produção da hidrelétrica de outro.

A alternativa de outorgar todos os potenciais hidráulicos do rio, quando possível, a um único concessionário pode ser pior. Neste caso, o concessionário poderia ter um tamanho muito grande no mercado e assim influenciar os preços da energia elétrica. Quando isto ocorre, o concessionário exerce o denominado “poder de mercado”, explorado no capítulo 3.

A decisão das hidrelétricas que possuem reservatórios de maximizar sua produção de energia elétrica para aproveitar a oportunidade de preço *spot* elevado pode esvaziar os reservatórios, aumentando o custo de atendimento da demanda no futuro e inserindo o sistema em situação de possível déficit de energia.

Contudo, a decisão de esvaziar os reservatórios para aproveitar o preço conjuntural da energia elétrica é míope do ponto de vista econômico. Ao fazer isto, o gerador tornará o preço *spot* futuro mais alto, uma vez que os reservatórios estarão vazios; portanto, haverá redução da oferta e, sem água para a produção de energia elétrica, não será possível ofertá-la no mercado.

Assim, a inserção de reservatórios na política de programação energética gera grandes repercussões. A análise sobre o despacho de usina deixa de ser uma decisão atemporal e passa a configurar uma decisão intertemporal. Em outras palavras, o despacho pelo custo deve otimizar o uso dos recursos no curto prazo, considerando que a decisão presente impacta a decisão futura.

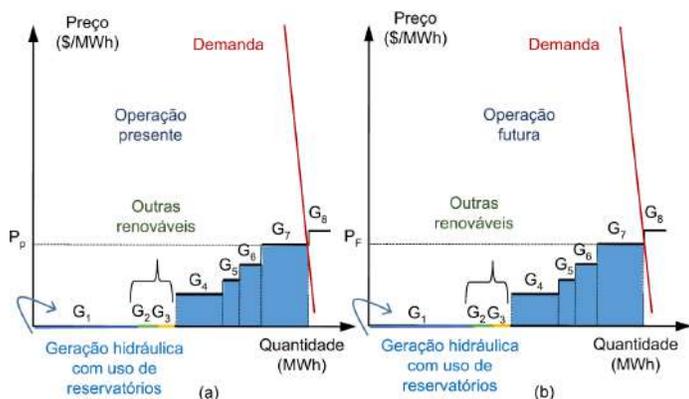
Exemplificando, caso o Operador do Sistema decida por despachar todas as usinas hidráulicas, fazendo uso da água estocada em seus reservatórios, para atender a demanda presente, o custo marginal de operação do sistema, preço *spot*, será muito baixo. A demanda presente é atendida com fontes de custo marginal baixo, a fonte hídrica. Entretanto, como o Operador do Sistema utilizou a água dos reservatórios para atendimento da demanda presente, a demanda futura terá um custo muito alto para ser atendida. Neste último caso, como os reservatórios foram esvaziados, o Operador do Sistema tem pouca água para utilizar no atendimento da demanda futura, devendo, nesta ocasião, usar fontes de custos marginais mais altos.

A figura 8 apresenta o atendimento da mesma demanda de energia elétrica no presente, denotado pela letra *P*, e no futuro, pela letra *F*. Na figura 8 (a),



o Operador do Sistema utiliza praticamente toda a água estocada nos reservatórios para atendimento da demanda no presente. A título de simplificação, a fonte hídrica é tratada como uma única oferta agrupada, denominada G_1 . As fontes com custo marginal diferente de zero despachadas são G_4 , G_5 e metade da geração de G_6 . Outras renováveis, G_2 e G_3 , não armazenáveis e com custo nulo também são responsáveis pelo atendimento da demanda. O preço *spot* resultante, P_p , é o custo marginal de G_6 . O custo de operação do sistema para atendimento da demanda no presente é $c_4 \times G_4 + c_5 \times G_5 + 0,5 \times c_6 \times G_6$ e pode ser representada graficamente pela área em azul da figura 8 (a).

Por consequência da utilização no presente de muita água estocada nos reservatórios, o Operador do Sistema possui pouca água estocada para uso futuro. Assim, para atender a mesma demanda no futuro, figura 8 (b), o Operador utilizará a água que tem estocada mais o que chegou entre o presente e o futuro, além das fontes renováveis não estocáveis, consideradas iguais no momento presente e futuro, e completar a oferta para atendimento da demanda usando as fontes com custo marginal diferente de zero, de acordo com a ordem crescente de custos. Desta forma, além da água, G_1 , e de outras renováveis, G_2 e G_3 , devem ser utilizadas a geração de G_4 , G_5 , G_6 , G_7 , G_8 , G_9 e metade da de G_{10} para atendimento da demanda futura. O preço *spot* futuro, P_f , é o custo marginal de G_{10} . O custo de operação no futuro é $c_4 \times G_4 + c_5 \times G_5 + c_6 \times G_6 + c_7 \times G_7 + c_8 \times G_8 + c_9 \times G_9 + 0,5 \times c_{10} \times G_{10}$. Este custo também é denominado “custo futuro” e é mostrado na parte em azul da figura 8 (b). O custo total de operação é dado pela soma do custo presente e do custo futuro, e representado pela soma das áreas em azul da figura 8 (a) e (b).



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 8. Programação da operação considerando-se a interdependência das decisões



Considerando a dependência da decisão presente em relação à operação futura, o mercado não atingiu a eficiência de curto prazo na operação apresentada na figura 8, pois esta não foi realizada levando-se em consideração a interdependência temporal das decisões no presente e no futuro. Desta forma, os recursos energéticos não foram alocados adequadamente para atendimento da demanda.

Observe agora o exemplo da figura 9. A programação da operação do sistema foi realizada considerando-se a interdependência das decisões presentes em relação ao futuro. O custo de operação do sistema neste caso foi reduzido, utilizando-se os mesmos recursos de oferta disponíveis.

A geração hidráulica e de outras renováveis é a mesma nas figuras 8 e 9. A diferença entre os dois cenários é que a geração hidráulica, passível de armazenamento, foi mais bem alocada no momento presente e futuro, diminuindo o custo total de operação. É possível verificar a diferença entre os custos totais de operação pelas áreas em azul das duas figuras. A soma das áreas em azul da figura 9 é menor do que a soma das áreas da figura 8. O custo total de operação para o presente e o futuro na figura 9 é $2 \cdot (c_4 \cdot G_4 + c_5 \cdot G_5 + c_6 \cdot G_6 + c_7 \cdot G_7)$. O valor do preço *spot* é o mesmo, o custo marginal de G_7 , no presente e futuro.

Portanto, quando há presença de armazenamento, a otimização do sistema eletroenergético deve levar em conta o inter-relacionamento de decisões no presente e no futuro. A função-objetivo passa a ser minimizar o custo total de operação do sistema, dado pela soma do custo presente e do custo futuro. O custo marginal de operação resultante do processo de otimização é utilizado como preço do mercado, isto é, como preço *spot*.

3 PODER DE MERCADO E CONLUIO

A regulação para garantir competição no mercado, por meio de efetiva concorrência entre os agentes econômicos, deve ter como fundamentos a participação livre de todos os interessados, regras claras e transparentes e mecanismos para evitar o exercício unilateral de poder mercado.

Por sua vez, o mercado de eletricidade é suscetível ao exercício de poder mercado devido à combinação de vários fatores, incluindo: a inelasticidade da demanda, a dificuldade de armazenamento do produto, a restrição de transporte



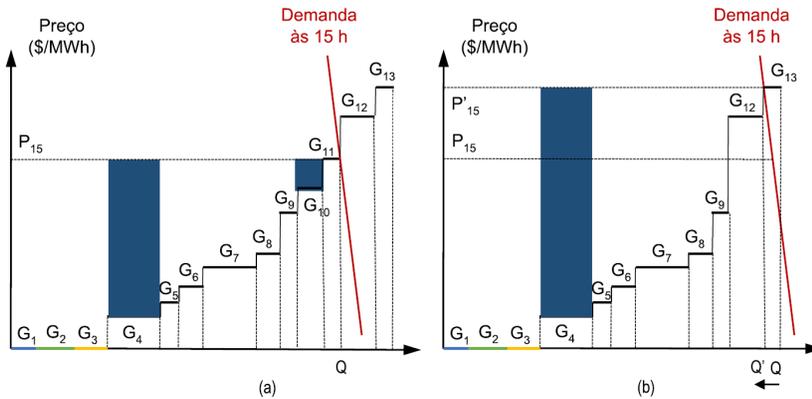
de uma localidade para outra e a concentração de agentes econômicos nas atividades de geração e comercialização (VENTOSA; LINHARES; PÉREZ-ARRIAGA, 2013, p.101). Este capítulo apresenta como o poder de mercado pode ser exercido em mercados de eletricidade, com prejuízo à concorrência e aumento de preços para os consumidores.

3.1 Poder de mercado

Um agente de geração exerce poder de mercado quando é suficientemente grande para modificar o preço de mercado, alterando sua oferta de eletricidade (BORENSTEIN, 2000, p. 50). Por exemplo, ele pode aumentar o preço de mercado ofertando somente parte da sua capacidade de produção de energia elétrica, em mercados por preço, ou declarando indisponibilidade de parte de seus equipamentos para o Operador do Sistema, em mercados por custo. De forma didática, a figura 9 ilustra esta situação.

Uma mesma empresa possui a outorga dos geradores G_4 , G_{10} e G_{11} . Para atendimento da demanda das 15 horas, em mercado por custo ou por preço em que todos os geradores ofertam seus custos marginais, o preço será de P_{15} . Os geradores G_1 a G_{11} atendem a demanda. O lucro da empresa com a outorga de G_4 , G_{10} e G_{11} é apresentado na parte em azul.

Porém, verificando seu tamanho no mercado ante a demanda a ser atendida, a empresa dona de G_4 , G_{10} e G_{11} pode utilizar outra estratégia de oferta para maximizar seus ganhos. Ela declara manutenção das usinas geradoras G_{10} e G_{11} . Em mercados por preço, estratégia semelhante seria ofertar um preço muito alto pela energia de G_{10} e G_{11} . A figura 9 (b) apresenta como a mesma demanda das 15 horas seria atendida sem a presença de G_{10} e G_{11} na curva de oferta. Novamente, o lucro da empresa é apresentado na parte em azul.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 9. Exemplo de utilização de poder de mercado

A comparação dos resultados de mercado em (a) e (b) na figura 9 permite tirar algumas conclusões:

- a empresa com outorga das usinas G_4 , G_{10} e G_{11} exerceu poder de mercado e alterou o preço de venda de energia elétrica para o horário das 15 horas;
- a quantidade demandada de energia atendida foi alterada de Q para Q' ;
- a variação do preço de venda, de P_{15} para P'_{15} , foi muito superior à variação da demanda atendida, de Q para Q' ;
- o lucro da empresa dona das três outorgas foi superior na figura 9 (b) em comparação à figura 9 (a), pois a área em azul em (b) é maior que em (a);
- o lucro dos outros geradores aumentou, embora eles tenham ofertado o custo marginal na figura 9 (a) e (b).

A presença da empresa com outorga de G_4 , G_{10} e G_{11} é fundamental no mercado para que a demanda das 15 horas seja atendida. Neste caso, tal empresa é denominada “pivotal”, ou seja, sua capacidade de produção de energia elétrica é necessária para o atendimento da demanda em determinado período. Quanto maior a demanda, maior a capacidade de a empresa exercer o poder de mercado. Nesta situação, ela consegue maximizar seu lucro exercendo esse poder.



O uso do poder de mercado altera a demanda de energia elétrica atendida, mas principalmente o preço que tal demanda deve pagar pela energia elétrica. O motivo é que, como visto, a demanda de energia elétrica no curto prazo é inelástica.

Fazer uso do poder de mercado não é ilegal. Entretanto, abuso de poder dominante pode ser considerado infração à ordem econômica, desde que produza efeitos anticoncorrenciais. A Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011, que estrutura o sistema brasileiro de defesa da concorrência e dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica, no artigo 36, § 2º, presume posição dominante sempre que uma empresa ou grupo de empresas for capaz de alterar unilateral ou coordenadamente as condições de mercado ou quando controlar 20% ou mais do mercado (Brasil, 2011).

Regular o poder de mercado e o abuso de poder dominante é complexo. A assimetria de informação entre o agente regulado e o Regulador é grande. No exemplo da figura 9, somente o agente regulado tem informação sobre o real estado operativo de suas usinas. É improvável que o Regulador consiga provar que de fato as usinas G_{10} e G_{11} tinham condições de operar. Ele consegue obter indícios via monitoramento de mercado, caso a empresa aplique a mesma estratégia comercial por diversas vezes. Porém, os indícios podem não ser suficientes para que a prova seja estabelecida e o Regulador exerça sua função punitiva, aplicando penalidades pela ação anticoncorrencial da empresa. Por isso, é fundamental a ação preventiva do Regulador no desenho de mercado para obstar este tipo de ação pelo agente regulado.

O exercício do poder de mercado por parte do agente regulado exige a assunção de alguns riscos. No caso, um risco fácil de verificar está relacionado com a incerteza da demanda. Na figura 9, o preço de mercado foi definido pelo custo marginal de G_{13} . Pode ser observado que somente uma pequena parte de G_{13} foi aceita como oferta pela demanda requerida. Caso a demanda das 15 horas fosse ligeiramente inferior ao constante na figura 9 (b), o preço de mercado seria dado pela usina G_{12} . Entretanto, como pode ser observado na figura 9 (b), mesmo com o preço de mercado dado pelo custo de G_{12} , a utilização do poder de mercado traria lucros para a empresa que não disponibilizou as duas usinas para o sistema.

Contudo, a demanda de eletricidade durante o dia pode variar de acordo com a temperatura. Desta forma, ela poderia ser menor do que a exposta na



figura 9 (b). Nesta hipótese, não é incomum a estratégia de utilização do poder de mercado ser malsucedida. Para tanto, basta que a área em azul da figura 9 (b) seja menor do que a da figura 9 (a).

Portanto, quando a empresa modifica sua oferta com o intuito de alterar o preço do mercado – no exemplo da figura 9, declarando usinas indisponíveis ao sistema –, ela assume o risco de produzir menos energia elétrica e, por consequência, vender menos. Mas, se o preço de mercado aumentar a um valor que compense a ausência de produção, esta estratégia, com seus riscos, será bem-sucedida.

O curioso é que, quando uma empresa exerce o poder de mercado, todos os outros geradores se beneficiam. Observe que na figura 9 (b), em que a empresa dona de G_4 , G_{10} e G_{11} exerceu o poder de mercado, todos os outros geradores foram beneficiados com preços de venda mais altos, mesmo ofertando o custo marginal de operação. Por outro lado, os demandantes, os consumidores de energia elétrica, foram prejudicados.

Por conta deste prejuízo aos consumidores, o Regulador deve atuar para mitigar, e se possível eliminar, atividades ou estratégias empresariais que ferem o ambiente concorrencial. Isso inclui regras que incentivem a atividade concorrencial, ações de monitoramento de mercado, procedimentos de investigação robustos e aplicações de penalidade.

De uma forma geral, o poder de mercado tem mais espaço para ser utilizado em mercados que não promoveram a desverticalização das empresas de forma completa, como no Brasil, em que as atividades de geração e transmissão não têm a obrigação de serem separadas, isto é, uma mesma empresa pode possuir ativos de geração e transmissão.

A título de exemplificação, considere que na figura 9 (a) os geradores G_{10} e G_{11} estão situados em uma região cujo atendimento à demanda é realizado por meio de uma integração de transmissão. Não há demanda a ser atendida na região onde G_{10} e G_{11} estão localizados. Ao contrário da premissa anterior, todas as usinas geradoras da figura 9 (a) estão outorgadas a diferentes empresas. Entretanto, a empresa detentora da usina G_4 também possui a outorga da linha de transmissão que conecta as usinas G_{10} e G_{11} ao centro de demanda. Neste caso, considerando somente as empresas de geração, como cada uma possui uma usina no sistema, nenhuma ganha incentivos para exercer poder de mercado.



Contudo, considerando o conjunto, geração e transmissão, a empresa detentora de G_4 pode declarar indisponibilidade por manutenção da linha que conecta as usinas G_{10} e G_{11} à demanda, tornando indisponível, por consequência, a geração dessas usinas ao sistema. O efeito prático é o mesmo da figura 9 (b): as usinas G_{10} e G_{11} não ofertam e o preço *spot* sobe, junto com o lucro de G_4 , que exerceu poder de mercado, ou abuso de posição dominante.

Tratar o poder de mercado é fundamental para que a essência da concepção de mercados de eletricidade seja alcançada. A modificação de preços do mercado por ação unilateral de uma empresa não promove a eficiência de curto prazo, pois os recursos de oferta disponíveis não são alocados de forma eficiente para atender a demanda. A eficiência alocativa dos recursos não é obtida, e no longo prazo a modificação de preços fornece um sinal econômico irreal para a energia elétrica, induzindo um eventual interessado em investir na expansão da oferta por meio de novas usinas a realizar estimativa errônea de receitas ou, ao contrário, a reconhecer a atuação do poder de mercado e, com isso, evitar investir na expansão.

3.2 Conluio

O exercício do poder de mercado por somente uma única empresa é também denominado de poder de mercado unilateral. Contudo, empresas podem tentar fazer conluio para, juntas, por meio de práticas anticompetitivas, exercerem poder de mercado ou posição dominante no mercado.

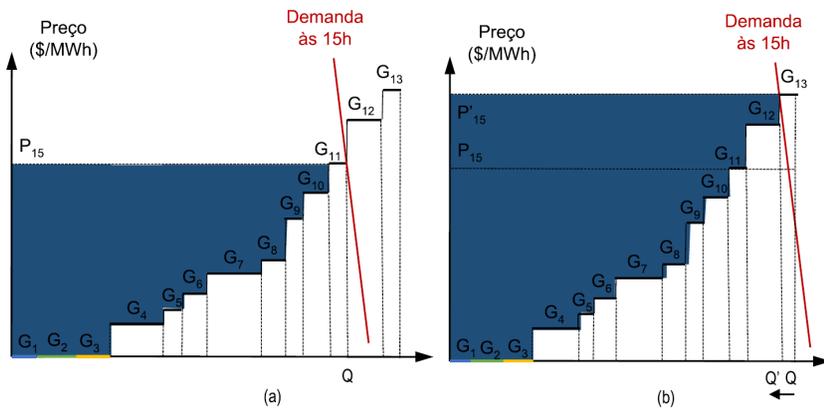
Em economia, denomina-se “conluio” ou “cartel” o acordo entre duas ou mais empresas para exercerem em conjunto poder de mercado e determinarem preços. Em mercados de eletricidade, quando uma empresa não tem condições de exercer o poder de mercado unilateral, ou seja, quando não é pivotal, ela se une a outras empresas do mercado para, juntas, em conluio, modificarem os preços da energia elétrica. O objetivo é reduzir a produção de eletricidade em cada usina, com o intuito de aumentar o preço de venda e, assim, obter lucros maiores.

A atuação do conluio pode ser explicitada por meio da ilustração da figura 10. Ela considera as mesmas premissas da figura 9 (a), exceto pelo fato de cada empresa ter a outorga de uma única usina. Por não ser pivotal, nenhuma usina é capaz de exercer poder de mercado. Reduzir ou mesmo tornar indisponível a geração da usina em hipótese alguma trará lucro maior à empresa do



que disponibilizar toda a sua geração. O lucro das empresas é apresentado por meio da área em azul.

Entretanto, se unilateralmente não há estratégia que faça uma empresa isolada alterar o preço do mercado e aumentar seu lucro, a atuação em conluio pode atingir estes objetivos. A título de exemplo, considere que as empresas com os menores custos marginais, em conluio, decidiram por reduzir em 10% sua produção de energia elétrica, declarando ao Operador do Sistema restrição de operação por falta de potência ou por indisponibilidade parcial de suas unidades geradoras. Na figura 10 (b), as empresas com outorga das usinas G_1 a G_8 reduziram sua geração disponível em 10%.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 10. Geradores atuando em conluio

A figura 10 (b) mostra que quando os geradores atuam em conluio todos maximizam seus lucros. As empresas que reduziram a oferta de geração de suas usinas em 10% tiveram o preço de valoração dos outros 90% ofertado com aumento de P_{15} para P'_{15} . Apesar de ilustrativa, a escala da figura 10 (b) mostra que a variação de P_{15} para P'_{15} é maior que os 10% de redução de produção. Na verdade, este aumento de preços é da ordem de 40%.

Portanto, os geradores de G_1 a G_8 , por adotarem estratégia conjunta de conluio, têm seus lucros aumentados. Os geradores G_9 a G_{12} , que não atuam em conluio, também têm seus lucros aumentados em razão da estratégia dos outros geradores. Eles apresentam um comportamento de *free rider*, ou seja, usufruem de um benefício sem que tenham contribuído para isso. Ao final, quem apresen-



ta prejuízo é o consumidor, que pagaria P_{15} na situação concorrencial esperada no mercado e passa a pagar P'_{15} , ou seja, 40% a mais pela eletricidade por conta de atividade anticompetitiva de um grupo de empresas.

O conluio é uma prática ilegal. Leis antitruste em vários países do mundo proíbem a prática. Empresas não podem se juntar para alterar preços de mercado e restringir a produção.

No Brasil, a Lei nº 12.529/2011, no art. 36, considera infrações à ordem econômica atitudes que tenham por objeto limitar ou prejudicar a livre concorrência, ou que promovam, obtenham ou influenciem a adoção de conduta comercial uniforme ou concertada entre concorrentes (Brasil, 2011).

Entretanto, apesar de proibido, é possível que empresas cooperem entre si de forma tácita. Como as empresas de geração de energia interagem constantemente no mercado, elas acompanham o comportamento de oferta umas das outras e vão aprendendo. Por exemplo, um gerador verifica que outro está restringindo a produção na tentativa de aumentar preços. Ele começa a fazer o mesmo. Um terceiro gerador observa o comportamento dos outros dois e “coopera”, adotando a mesma estratégia. Este tipo de comportamento é conhecido na literatura antitruste e econômica como “conluio tácito” e também deve ser combatido pelo Regulador.

4 MERCADO DE ELETRICIDADE BRASILEIRO

Mercados de eletricidade estão em constante mutação. Há uma intensa atividade regulatória com modificações de leis, decretos, regras e procedimentos.

Adicionalmente, diversas mudanças disruptivas, que alteram o curso padrão de um processo, como a possibilidade de o consumidor produzir sua própria energia elétrica e a redução dos custos das tecnologias de armazenamento de energia, estão na pauta de discussão dos diversos desenhos de mercado no mundo.

Portanto, mesmo seguindo os conceitos básicos de desenho de mercado descritos no item 1.1, os mercados no mundo estão em processo dinâmico de modificação, e o mercado brasileiro de eletricidade não foge à esta regra. As seções seguintes introduzem o desenho vigente para o mercado brasileiro de eletricidade necessário para a compreensão do aprimoramento regulatório proposto no item 5.4.

4.1 Contratação livre e regulada

Tal como empregado em outros locais no mundo, o mercado de eletricidade no Brasil é dividido entre atacado e varejo. Pelo lado da oferta, podem participar do mercado atacadista todas as fontes e tecnologias de geração, ainda que muito pequenas. Pelo lado da demanda, até 31 de dezembro de 2019 puderam participar do mercado atacadista e escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, sem restrição de fonte ou tecnologia, consumidores com demanda igual ou superior a 2.500 kW. A partir de 1º de janeiro de 2020, o requisito de demanda para participar do mercado sem restrição de fonte ou tecnologia para contratação cai para 2.000 kW (MME, 2018).

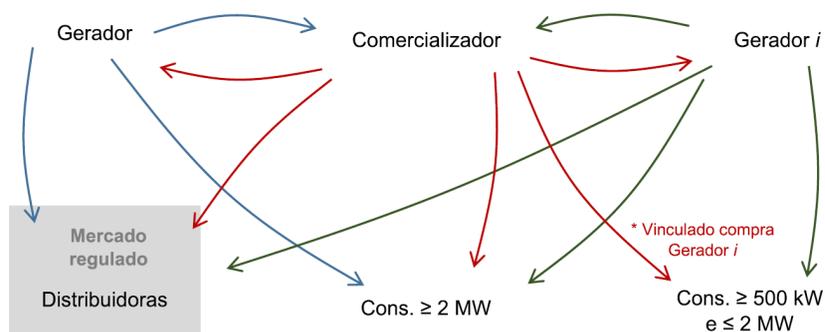
Consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW também tem liberdade para escolher com quem contratar o supridor de energia elétrica, porém há restrição quanto à fonte e à tecnologia a ser contratada. Caso prefira escolher seu supridor, este tipo de consumidor, denominado “consumidor especial” (Brasil, 2004a), deve contratar necessariamente hidrelétricas com potência instalada de até 50.000 kW ou usinas solares, eólicas e termelétricas que utilizam biomassa, no último caso desde que a potência máxima injetada no sistema elétrico seja menor que 50.000 kW (Brasil, 1996). A eletricidade produzida pelas usinas que podem ofertar energia para os consumidores especiais recebe a denominação de “geração incentivada”.

A contratação no varejo é realizada pelas distribuidoras de energia elétrica que possuem a concessão do serviço no local onde o consumidor está conectado ao sistema elétrico. Elas declaram suas demandas em nome dos consumidores conectados, e um leilão de compra de energia, com um contrato regulado padrão e vinculado ao edital, é realizado pelo órgão regulador para comprar a energia demandada.

Desta forma, no Brasil, o mercado é dividido entre o mercado livre, em que os contratos de compra e venda de energia elétrica podem ser livremente pactuados, com prazos, riscos, montante de energia e preços definidos entre as partes, e o mercado cativo, em que as concessionárias de distribuição assinam um contrato regulado com o supridor de energia elétrica, vencedor da licitação centralizada, em nome de seus consumidores varejistas (Brasil, 2004b).

A figura 11 apresenta uma síntese da arquitetura legal para comercializar energia elétrica no Brasil a partir de 1º de janeiro de 2020. Nesta figura, é possível observar que o comercializador de energia e o gerador incentivado, denominado

Gerador i , podem negociar energia elétrica com todos os participantes do mercado. O Gerador, exceto o incentivado, pode vender sua produção para as distribuidoras no ambiente regulado, comercializadores e consumidores com demanda igual ou superior a 2 MW. Consumidor com demanda maior ou igual a 2 MW não tem restrições para escolher seu supridor. Finalmente, o consumidor especial, com demanda entre 500 kW e 2 MW, somente pode comprar de Geradores i ou de comercializadores, desde que estes últimos tenham contratos cuja origem ou lastro esteja vinculado à produção de energia elétrica de Geradores i .



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 11. Síntese da arquitetura legal para comercialização de energia elétrica

Tanto o consumidor livre quanto as distribuidoras devem ter todo o consumo suportado por contratos bilaterais. Na hipótese de ausência de contratação para atendimento da totalidade de seu consumo, ou seja, na ausência de lastro contratual para a eletricidade consumida, há aplicação de penalidade pecuniária ao consumidor ou distribuidora (Brasil, 2004a).

A penalidade por falta de lastro é aplicada com base no ano civil para as distribuidoras e na média móvel de doze meses para os consumidores livres. Nesta janela – ano civil ou doze meses móveis –, distribuidoras e consumidores livres devem ter lastro contratual para honrar seus consumos de eletricidade. Em hipótese contrária, a penalidade por falta de lastro deve ser aplicada.

Portanto, a regra de verificação de lastro compara o requisito de consumo nos últimos doze meses ou ano civil, conforme o caso, com os recursos da demanda, isto é, com a quantidade de energia contratada por meio de acordos bilaterais. Em doze meses, a demanda deve ter recurso suficiente para atender seu requisito de energia elétrica.



Entretanto, em um mês, semana ou hora, ou seja, quando se diminui a granularidade temporal, não é necessário que a demanda esteja totalmente lastreada em contratos de energia. Em outras palavras, desde que cumprida a janela de doze meses com contratos, a insuficiência desses acordos em alguns períodos durante a janela pode ser compensada com contratos em excesso em outros períodos da mesma janela.

A insuficiência de contratos ou seu excesso nesses períodos são liquidados no mercado de curto prazo ao preço *spot*. Ou seja, nas hipóteses em que o consumidor livre ou a distribuidora demandam mais energia do que possuem em contratos durante um período, eles devem buscar a diferença ao valor do preço *spot* no momento em que tal discrepância ocorre. De outro modo, nos momentos em que possuem mais contratos do que demanda, eles vendem esta diferença ao valor do preço *spot* do momento em que ela é verificada.

4.2 Mercado de curto prazo

Considerando a necessidade de a demanda estar sempre contratada, ou seja, ter lastro de energia para seu suprimento, o mercado de curto prazo no Brasil foi desenhado na sua origem somente para liquidar as diferenças entre o montante de energia contratado e o consumo de energia verificado. Por este motivo, o preço *spot* no Brasil é denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O mercado brasileiro adota o regime de despacho pelo custo. Portanto, o preço *spot* é resultado da otimização dos recursos eletroenergéticos realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada. Conforme visto no item 2.2, como o Brasil possui reservatórios de acumulação em muitas hidrelétricas, o ONS otimiza o uso dos recursos com o objetivo de minimizar o custo total de operação, resultado da soma do custo presente e futuro para atendimento da demanda.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), também pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, regulada e fiscalizada, reprocessa os modelos de otimização utilizados pelo ONS para a programação eletroenergética, retirando as restrições de transmissão internas aos submercados. O PLD é resultado deste reprocessamento e é limitado por um piso e um teto definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), instituição responsável por regular e fiscalizar o mercado de eletricidade no Brasil.



O PLD é calculado pela CCEE com vigência de uma semana, em três patamares de carga – leve, média e pesada – e para cada submercado. Portanto, para cada semana, há três valores de PLD para cada um dos quatro submercados existentes: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

A partir de 1º de janeiro de 2021, seguindo as disposições da Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019 (MME, 2019), a CCEE passará a calcular diariamente o PLD em base horária para cada submercado. Portanto, para cada dia haverá 24 valores de PLD por submercado.

4.3 Precificação da energia elétrica

O processo de cálculo do PLD inicia-se no Programa Mensal de Operação (PMO), elaborado mensalmente pelo ONS sempre na última semana anterior ao início do mês em que a operação será realizada. No PMO, o ONS atualiza a base de dados e apresenta aos agentes econômicos as principais premissas que serão utilizadas na minimização do custo total de operação em um horizonte de até cinco anos. A elaboração do PMO é transmitida por meio da rede mundial de computadores, e os agentes econômicos têm liberdade para se manifestar sobre os dados e premissas.

O PMO é revisado semanalmente, toda sexta-feira, para o início da semana seguinte, que começa a zero hora de sábado e termina às 24 horas de sexta-feira. No jargão do setor elétrico, este período é denominado “semana operativa”. Nesta revisão, o ONS atualiza e incorpora novas informações e dados de curto prazo.

Em cada dia da semana operativa, o ONS realiza a programação diária da operação energética. É o final da cadeia de planejamento e programação da operação. Na programação diária, são determinados os recursos de oferta necessários ao atendimento da demanda projetada para cada hora do dia seguinte.

A operação em tempo real do ONS segue as diretrizes da programação diária. Neste processo, pode haver desvios naturais entre a programação diária e a operação em tempo real, como demanda levemente diferente do projetado, e contingências inesperadas, como a saída intempestiva por quebra de um grande gerador ou de uma importante interconexão de transmissão. Entretanto, desvios entre o programado no dia e o verificado em tempo real, independentemente do tamanho e do motivo, não são precificados. No mercado brasileiro, não há



preços *spots* para a energia em tempo real. O preço *spot* é o PLD, que é calculado com base nos valores programados. Os detalhes desta diferença são explorados mais adiante, no item 5.2.

Nas hipóteses em que o ONS tem que acrescentar recurso de oferta de custo marginal mais elevado que o PLD para atender a demanda em tempo real por conta de desvio da programação diária, tal recurso é pago por meio de encargo setorial, denominado “Encargo de Serviços do Sistema”.

O processo completo do PMO à operação em tempo real exige uma série de regras, atribuição de responsabilidades, prazos, modelos computacionais e resultados. O ONS é o responsável pelas informações e dados utilizados. Agentes econômicos têm o dever de fornecer corretamente os dados requeridos no conjunto de regras de operação e o direito de questionar premissas, informações e dados utilizados pelo ONS, que, por sua vez, deve se manifestar sobre eles.

Para realizar a otimização dos recursos energéticos, visando à minimização do custo de operação, o ONS, no processo do PMO, faz uso de uma cadeia de modelos de otimização desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

O primeiro modelo da cadeia, denominado NEWAVE, é utilizado somente no dia do PMO, faz uso de uma representação simplificada do sistema e tem horizonte de até cinco anos com discretização mensal de dados de entrada e resultados. O segundo, de nome DECOMP, é utilizado no PMO e em todas as suas revisões, tem horizonte de até dois meses e representação mais complexa do sistema elétrico, utiliza como dados, dentre outros, os resultados do custo da operação no futuro calculado pelo NEWAVE, e os dados e resultados no primeiro mês apresentam discretização semanal. O último, o DESSEM, é processado todos os dias, utiliza os dados resultantes do DECOMP com a informação sobre as funções de custo da operação futura, tem representação detalhada dos aspectos do sistema relacionados à operação em curto prazo, e dados e resultados discretizados em períodos de 30 minutos e uma hora.

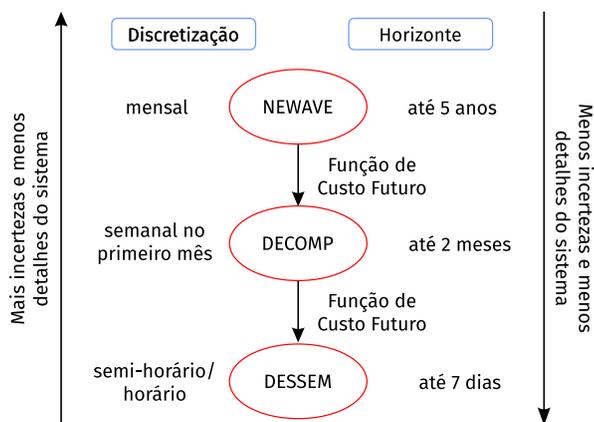


Figura 12. Esquemático dos modelos utilizados no PMO

Um conjunto muito grande de dados é utilizado para a execução de todo este procedimento, e por este motivo o processo é totalmente auditado. Sem ser exaustivo, o ONS deve usar dados atualizados de armazenamento de cada reservatório, cronograma de manutenção das usinas, previsão de vazões, previsão de demanda, expansão da oferta, limites elétricos de transmissão, custos de operação de usinas termelétricas, restrições hidrológicas, previsão de ventos, perdas elétricas e volume de espera nos reservatórios. Para a obtenção de muitos desses dados, outros modelos computacionais periféricos precisam ser empregados, por exemplo, para conseguir as previsões de vazões, demanda e ventos.

Os resultados do PMO são: as metas de geração das usinas despachadas centralizadamente, volume armazenado nos reservatórios ao final do período, intercâmbio entre submercados e custo marginal de operação, valor abaixo do qual todos os recursos energéticos com custos inferiores são acionados.

A CCEE reproduz a execução dos três modelos de otimização utilizados pelo ONS, mas subtrai dos modelos eventuais restrições elétricas internas aos submercados para que possa haver um só preço para cada submercado.

Conforme as disposições da Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019 (MME, 2019), a partir de 1ª de janeiro de 2021 a CCEE passará a calcular diariamente o PLD em base horária para cada submercado – como mencionado no item 4.2. Portanto, a partir dessa data, o resultado do modelo DESSEM fornecerá o custo marginal de operação do sistema para cada hora, que será utilizado como valor



do preço do mercado de curto prazo, ou seja, como PLD. Até esta data, o PLD será determinado pelo custo marginal de operação do sistema semanal resultado do modelo DECOMP para cada patamar de carga (leve, médio e pesado).

5 LIQUIDAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

A análise concorrencial e da eventual falha de mercado capaz de permitir ou incentivar que agentes econômicos utilizem o poder de mercado, ou mesmo o conluio tácito, é realizada por meio da comparação do principal sistema de liquidação de energia elétrica utilizado nos mercados mais desenvolvidos do mundo e o sistema de liquidação da energia elétrica no Brasil.

A maioria dos mercados de eletricidade no mundo utiliza um sistema de liquidação da energia elétrica denominado “sistema de multiliquidação”, “*multi-settlement system*”, com destaque para o “sistema duplo de liquidação”, “*two-settlement system*”.

Pesquisas em sistemas duplos de liquidação vêm sendo conduzidas há várias décadas com adoção de abordagem analítica e computacional (ALLAZ; VILA, 1993; KAMAT; OREN, 2004; YAO; OREN; ADLER, 2007). Em síntese, os estudos desenvolvidos até o momento mostram que a dupla liquidação da eletricidade promove redução dos preços *spots* e aumento do bem-estar social.

O mercado de eletricidade brasileiro, por sua vez, optou por adotar outra abordagem para a liquidação de energia elétrica. Trata-se de um sistema de liquidação, possivelmente único no mundo, que não encontra amparo na literatura.

A seção 5.1, a seguir, descreve o funcionamento do sistema duplo de liquidação. A 5.2 apresenta o sistema de liquidação empregado no mercado brasileiro. Já a 5.3 faz a comparação numérica entre os dois sistemas. Por fim, a seção 5.4 expõe a sugestão regulatória desta monografia: a proposta de se implementar o sistema duplo de liquidação no Brasil.

5.1 Sistema duplo de liquidação

O preço *spot* para a energia elétrica é definido no cruzamento das curvas de oferta e demanda, conforme ilustrado na figura 3. Contudo, este preço



spot pode ser definido na etapa de programação da operação, um dia antes da operação efetiva do sistema elétrico, ou no tempo real, com base nos valores efetivamente produzidos e demandados de energia elétrica.

Quando o preço *spot* é definido na etapa de programação, a oferta e a demanda de energia elétrica definidas para determinado horário representam a melhor aproximação existente naquele momento da oferta e da demanda que devem ocorrer no tempo real. Portanto, como a programação é feita antecipadamente à operação das usinas e à realização efetiva da demanda, as curvas de oferta e demanda e, por consequência, o preço *spot* da etapa de programação consistem numa aproximação da produção, demanda e preço da eletricidade que efetivamente ocorrerão. Por isso, tais ofertas são consideradas uma etapa de programação da operação. Se quando o sistema for operado, no tempo real, as curvas de produção dos geradores e a demanda forem exatamente como o ofertado na etapa de programação, o preço no tempo real também será igual ao da etapa de programação.

O sistema duplo de liquidação considera a liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo em duas etapas: a primeira, na etapa de programação, e a segunda, na etapa de operação em tempo real.

Wolak (2019, p. 36) apresenta o funcionamento do sistema duplo de liquidação do seguinte modo: no dia anterior à operação, geradores e demandantes ofertam seus lances de forma horária, ou a cada trinta minutos, a depender do mercado, para a programação da operação do dia seguinte. Esta primeira etapa é denominada “mercado do dia seguinte” (“*day-ahead market*”). Há um preço da energia elétrica para cada hora, ou trinta minutos, que os geradores e demandantes cujas ofertas foram aceitas liquidarão sua energia.

A segunda etapa é denominada “mercado de tempo real” (“*real-time market*”). Esta etapa é realizada para ajustar a programação do dia anterior às condições reais de operação do sistema. Variações de demanda e oferta são acertadas nesta etapa. Há um preço para a energia fornecida em tempo real que, em tese, deve ser muito próximo do preço do mercado do dia seguinte, já que no tempo real se espera somente um ajuste desta programação. Entretanto, perturbações de grande porte entre a programação e a operação em tempo real, como a saída forçada de uma grande unidade geradora ou de uma importante interligação, podem fazer com que os preços da etapa de programação (o mercado do dia seguinte) se afastem do preço da etapa de operação (o mercado de tempo real).



Uma vez que um gerador teve a oferta aceita no mercado do dia seguinte, qualquer impossibilidade de honrar esta oferta deve ser compensada com a energia comprada no mercado de tempo real. Do mesmo modo, qualquer geração, no tempo real, maior que aquela ofertada no dia anterior é liquidada ao preço de mercado de tempo real. A mesma lógica se aplica para a variação da demanda.

Em termos matemáticos, o recebimento do gerador e o pagamento da demanda pela atuação no mercado em cada horário no sistema duplo de liquidação estão expressos nas equações 5.1 e 5.2.

$$\text{Recebimento} = \text{Oferta}_{EP} \times \text{Preço}_{EP} + (\text{Produção}_{TR} - \text{Oferta}_{EP}) \times \text{Preço}_{TR} \quad (5.1)$$

$$\text{Pagamento} = \text{Demanda}_{EP} \times \text{Preço}_{EP} + (\text{Consumo}_{TR} - \text{Demanda}_{EP}) \times \text{Preço}_{TR} \quad (5.2)$$

Onde:

Oferta_{EP} = quantidade de energia elétrica ofertada na etapa de programação;

Preço_{EP} = preço da energia elétrica na etapa de programação;

Produção_{TR} = geração de energia elétrica em tempo real;

Preço_{TR} = preço da energia elétrica em tempo real;

Demanda_{EP} = demanda de energia elétrica ofertada na etapa de programação;

Consumo_{TR} = consumo de energia elétrica em tempo real.

Portanto, em síntese, o sistema duplo de liquidação consiste em um mercado para o dia seguinte e em outro para o tempo real, com cada um produzindo seus próprios efeitos financeiros, o que significa que os pagamentos e recebimentos de oferta e demanda ocorrem em ambos os mercados. A etapa do dia seguinte realiza a programação da produção e consumo antes da operação, e a etapa do tempo real reconcilia qualquer diferença entre os valores programados no dia anterior e os efetivados em tempo real, observando os critérios de confiabilidade de operação (VEIT *et al.*, 2006, p. 83).

No sistema duplo de liquidação, o mercado do dia seguinte é utilizado para a programação de curto prazo do sistema, visando à eficiência de curto prazo na alocação dos recursos de oferta disponíveis, e o mercado em tempo real



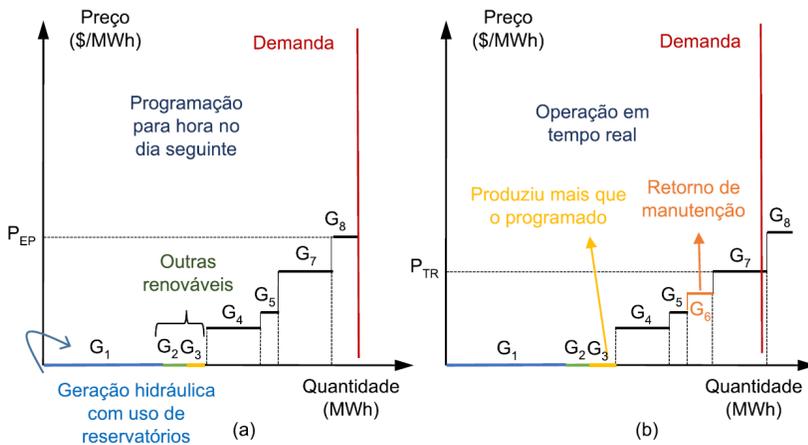
é utilizado para o provimento de confiabilidade, endereçando os dois objetivos conflitantes de desenho de mercado descritos no capítulo 1: confiabilidade no suprimento e preços baixos.

A figura 13 ilustra de forma didática o funcionamento do sistema duplo de liquidação. Por simplificação, ela não considera eventuais restrições de transmissão nem perdas elétricas, a demanda é considerada completamente inelástica e os preços da energia elétrica estão situados entre o teto e o limite mínimo fixados pelo Regulador. Ademais, considera a regra de programação da operação e valoração da energia elétrica de forma horária calculada no dia anterior à operação, que passará a ter vigência no mercado brasileiro a partir de 1º de janeiro de 2021. Entretanto, o raciocínio empregado na análise das figuras também é válido para a programação semanal vigente até 31 de dezembro de 2020, sendo necessário somente modificar a granularidade da programação da operação, de diária/horária para semanal/patamar.

A figura 13 (a) apresenta a programação da operação realizada no dia anterior à operação para determinada hora para um submercado no Brasil. Por simplificação, considera-se que o CMO resultante do modelo DESSEM é igual ao PLD para um mesmo período, na ilustração da figura 13 (a) denominado P_{EP} .

A figura 13 (b) mostra que, na operação em tempo real, uma usina de fonte renovável, G_3 , produziu mais do que a previsão do dia anterior para o horário, e que a usina termelétrica G_6 , que estava em manutenção, retornou antes do período programado e também produziu energia elétrica em tempo real. O preço do tempo real (P_{TR}) é dado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda da figura 13 (b).





Fonte: Elaboração do autor.

Figura 13. Esquemático dos modelos utilizados no PMO

No sistema duplo de liquidação, os geradores que produzem exatamente sua oferta da etapa de programação no tempo real recebem o valor dado por $Oferta_{EP} \times Preço_{EP}$, de acordo com a equação 5.1. Este é o caso da geração hidráulica G_1 , da fonte renovável G_2 e das usinas termelétricas G_4 e G_5 . No sistema duplo de liquidação, a receita do gerador será igual à sua declaração de disponibilidade para o Operador do Sistema multiplicada pelo preço da etapa de programação sempre que sua produção em tempo real for igual à sua oferta.

O mesmo raciocínio pode ser realizado para a demanda que é igual nas duas etapas. Empregando a equação 5.2, é possível verificar que o pagamento da demanda na figura 13 é o montante de energia elétrica declarado na etapa de programação multiplicado pelo preço da etapa de programação.

Portanto, quando geradores e demanda produzem/consomem em tempo real exatamente o que declaram ao Operador do Sistema na etapa de programação, o preço da operação em tempo real não faz diferença para eles. Eles sempre receberão/pagarão o preço da energia elétrica resultante da etapa de programação.

Isso estimula geradores e demandantes a fornecer suas melhores previsões de produção/consumo no horário do dia seguinte para a operação em tempo real. Eles não dependerão do preço no tempo real se predizerem exatamente sua produção/consumo. Como consequência, o Operador do Sistema terá as



melhores informações disponíveis no horário do dia seguinte para a operação em tempo real. O desvio entre os dados de oferta e consumo da etapa de programação para a etapa de operação tende a ficar muito pequeno.

5.2 Sistema de liquidação no Brasil

O mercado no Brasil adota o sistema único e um mecanismo híbrido para a liquidação da eletricidade. A precificação da eletricidade a ser liquidada é feita na etapa de programação da operação, porém a quantidade de energia elétrica a ser liquidada é a produzida na etapa em tempo real. Em outras palavras, liquida-se o mercado pela energia produzida, porém com o preço resultado da otimização do sistema realizada na etapa de programação da operação.

Em termos matemáticos, o pagamento pela demanda e o recebimento do gerador no sistema de liquidação brasileiro são calculados pelas equações a seguir:

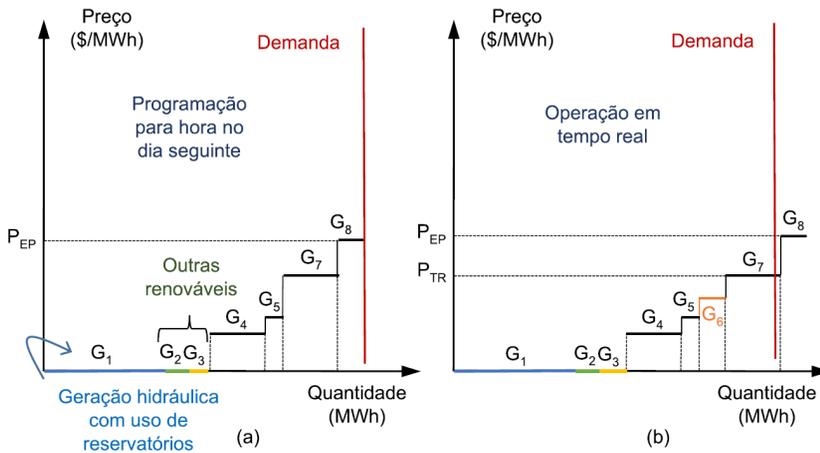
$$\text{Pagamento} = \text{Demanda}_{TR} \times \text{Preço}_{EP} \quad (5.3)$$

$$\text{Recebimento} = \text{Produção}_{TR} \times \text{Preço}_{EP} \quad (5.4)$$

As equações 5.3 e 5.4 mostram que o sistema brasileiro de liquidação possui uma importante distorção econômica: a oferta e a demanda são liquidadas a um preço de mercado que não corresponde ao valor real da eletricidade no período. A figura 14 ilustra de forma didática como isto ocorre.

A figura 14 apresenta a mesma programação horária para o dia seguinte constante na figura 13 (a) e a mesma produção e operação em tempo real da figura 13 (b). A única diferença entre as figura 13 e 14 é que a produção no tempo real na figura 13 (b) é liquidada pelo preço *spot* do tempo real, P_{TR} , e na figura 14 (b) pelo preço da programação, P_{EP} . Portanto, no tempo real, a energia elétrica é liquidada ao valor P_{TR} no sistema duplo e ao valor P_{EP} no sistema brasileiro.

Assim, a figura 14 (b) mostra um evidente erro econômico no tipo de liquidação adotado para o mercado brasileiro: o preço da energia elétrica no tempo real não é fornecido pela interseção das curvas de oferta e demanda. A energia elétrica no tempo real é liquidada por P_{EP} , e não por P_{TR} , que corresponde a tal interseção.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 14. Sistema de liquidação brasileiro

Em verdade, o preço do tempo real P_{TR} não tem utilidade no procedimento de liquidação adotado no Brasil, por isso ele sequer é calculado. Toda a produção e o consumo do tempo real são liquidados pelo preço da programação P_{EP} , que oficialmente é o denominado PLD.

5.3 Comparação entre os sistemas de liquidação

A título de exercício, para facilitar a comparação do sistema duplo de liquidação com o sistema de liquidação brasileiro, nesta seção inserem-se números às ilustrações das figuras 13 e 14.

Considere, para as figuras 13 e 14, que o preço da energia elétrica é dado por $P_{EP} = R\$ 140,00/\text{MWh}$ e $P_{TR} = R\$ 100,00/\text{MWh}$, e que a oferta para a programação do dia seguinte para determinada hora e a produção em tempo real de cada usina na referida hora tenham os valores dispostos na tabela 1.



Tabela 1. Oferta e produção correspondentes às figuras 13 e 14

	Oferta _{EP}	Produção _{TR}
G ₁	220	220
G ₂	45	45
G ₃	35	42
G ₄	100	100
G ₅	30	30
G ₆	0	40
G ₇	100	98
G ₈	45	0
total	575	575

Fonte: Elaboração do autor.

Como não há variação entre os valores de demanda programada e verificada em tempo real nas figuras 14 e 15, os pagamentos realizados pela demanda, empregando as equações 5.2 e 5.3, é o mesmo para os dois sistemas de liquidação e corresponde ao valor de R\$ 80.500,00.

Tabela 2. Receitas nos sistemas de liquidação [R\$]

	Sistema duplo			Sistema brasileiro
	programação	tempo real	total	total
G ₁	30.800	-	30.800	30.800
G ₂	6.300	-	6.300	6.300
G ₃	4.900	700	5.600	5.880
G ₄	14.000	-	14.000	14.000
G ₅	4.200	-	4.200	4.200
G ₆	-	4.000	4.000	5.600
G ₇	14.400	- 200	13.800	13.720
G ₈	6.300	- 4.500	1.800	-
total			80.500	80.500

Fonte: Elaboração do autor.



A receita de cada gerador para o sistema duplo de liquidação, calculada de acordo com a equação 5.1, e a receita de cada gerador para o sistema de liquidação no Brasil, calculada segundo a equação 5.4, estão computadas na tabela 2. O total de receitas nos dois sistemas de liquidação deve ser igual ao total de pagamento realizado pela demanda: R\$ 80.500,00.

A comparação dos valores da tabela 2 mostra que os geradores que produziram no tempo real a oferta declarada na etapa de programação (G_1 , G_2 , G_4 e G_5) recebem os mesmos valores nos dois sistemas de liquidação, no duplo e no brasileiro.

As duas usinas que erraram sua previsão de produção na fase de programação de operação, G_3 e G_6 , receberam mais recursos econômicos no sistema brasileiro de liquidação do que no sistema duplo. Finalmente, os geradores que foram deslocados na operação em tempo real por conta da geração de usinas com custos menores que os deles, caso de G_7 e G_8 , receberam menos recursos no sistema de liquidação brasileiro do que no duplo.

É interessante focar na estratégia das usinas que erraram sua previsão, G_3 e G_6 . Como no sistema brasileiro de liquidação a valoração da energia elétrica no tempo real ocorre sempre pelo preço da programação da operação do dia anterior, não há qualquer incentivo econômico para que as usinas declarem de forma correta sua disponibilidade para operação na etapa de programação. Pelo contrário, pela racionalidade econômica, os geradores são incentivados a restringir a oferta na etapa de programação para que o preço aumente e produzir no tempo real a oferta que havia restringido. Desta forma, é possível liquidar a produção de energia elétrica do tempo real no preço da etapa da programação que o próprio gerador trabalhou para aumentar.

Em teoria, no sistema de liquidação brasileiro, o único incentivo existente para a usina acertar sua previsão é a possibilidade de ser penalizada pelo Regulador por conta do erro. Mas, mesmo neste caso, o Regulador teria dificuldade de comprovar se o erro foi deliberado ou apenas uma variação de produção dentro da incerteza natural comum ao processo.

5.4 Aprimoramento regulatório

A tabela 2 mostra que a receita de G_6 , que declarou sua geração indisponível na etapa de programação e depois produziu energia elétrica no tempo real, foi de R\$ 4.000,00 no sistema duplo de contabilização e de R\$ 5.600,00 no sistema brasileiro.



Na hipótese de G_6 ter declarado a real disponibilidade na etapa de programação, seu recebimento no sistema de duplo seria de R\$ 5.600,00, maior que os R\$ 4.000,00 recebidos, e no sistema brasileiro não mudaria, continuaria R\$ 5.600,00. Portanto, no sistema duplo de liquidação há incentivos econômicos para G_6 declarar sua real disponibilidade, hipótese que não ocorre no sistema de liquidação brasileiro. Raciocínio idêntico ao realizado para a usina G_6 pode ser empregado para a G_3 , que também errou sua previsão de geração.

No Brasil, não é o detentor da fonte renovável que estima sua produção na etapa de programação. Ela é realizada pelo ONS, seguindo as diretrizes dos arts. 13 a 16 da Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019 (ANEEL, 2019b), que, de forma resumida, estima a geração das fontes renováveis com base na média de produção dos últimos cinco anos. Trata-se, portanto, de um método heurístico que tenta estimar a melhor produção das fontes renováveis com base nos valores históricos.

Da mesma forma, não é o agente de consumo, mas sim o ONS, quem realiza a previsão da demanda na etapa de programação do sistema, seguindo as regras fixadas nos submódulos 5.4 (ONS, 2019) e 5.6 (ONS, 2018) dos Procedimentos de Rede.

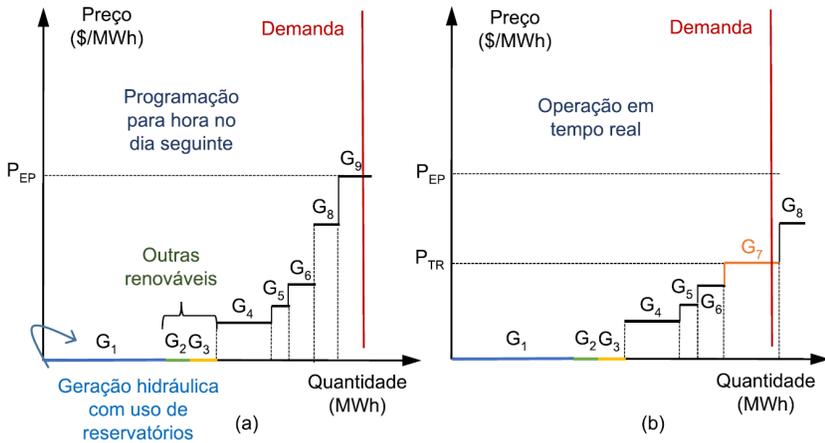
Entretanto, para as fontes despachadas centralizadamente, o detentor da outorga é o responsável por declarar a disponibilidade da usina na etapa de programação para o ONS. Neste caso, a depender do tamanho da usina ou da quantidade de usinas que o outorgado possui ante o tamanho do mercado, há possibilidade do exercício unilateral de poder de mercado.

Para demonstrar essa afirmação, na figura 15 considere o agente de mercado o detentor da outorga de G_7 . Para a programação do dia seguinte, para determinado horário, este agente declara que a usina G_7 está indisponível para manutenção (figura 15 (a)). Porém, pouco antes da operação em tempo real, este agente de mercado informa ao ONS que G_7 está disponível para operar, e a usina produz eletricidade em tempo real (figura 15 (b)). Considere que todas as outras usinas produziram no tempo real sua declaração na etapa da programação, exceto as usinas G_8 e G_9 , que foram deslocadas em tempo real pela produção de G_7 .

Na figura 15 é possível constatar que o agente de mercado detentor da outorga de G_7 exerceu poder de mercado, utilizando-se de estratégia para unilateralmente alterar o preço do mercado como forma de aumentar seus lucros.



Como a liquidação no mercado brasileiro é realizada com o preço da programação da operação, ele escondeu sua oferta para artificialmente aumentar o preço da eletricidade. Na operação em tempo real, operou sua usina e liquidou sua produção de energia elétrica ao preço artificialmente alto da etapa da programação por conta do uso do poder de mercado.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 15. Poder de mercado no mercado brasileiro

A estratégia de G₇ foge do princípio concebido para a criação de mercados de eletricidade, pois não permite o alcance da eficiência de curto prazo: os recursos disponíveis não são alocados e precificados seguindo a ordem de mérito de custo econômico.

Como apresentado no capítulo 2, a eletricidade pode ter diferente valor ao longo do tempo, variando de forma diária, horária, mensal e anual. Seguindo esta lógica, a produção e a demanda de eletricidade na figura 15 (b) economicamente deveriam ser valoradas a P_{TR}, e não a P_{EP}, como ocorre no sistema de liquidação brasileiro.

A ausência de uma valoração correta da eletricidade traz como consequência, além da abertura para o exercício do poder de mercado, como verificado na figura 15, uma série de efeitos colaterais. Por exemplo, admita, na figura 15, que o P_{EP} é igual a R\$ 200,00/MWh, que o P_{TR} é igual a R\$ 100,00/MWh e que a demanda no tempo real foi 1 MWh maior do que o previsto pelo ONS no dia anterior para este horário. Esta demanda maior deveria pagar 1 x 100



= R\$ 100,00 pela lógica de mercado, sendo valorada a P_{TR} . Entretanto, pagará R\$ 200,00, pois é valorada a P_{EP} . Porém, P_{EP} não corresponde ao real valor da eletricidade no momento deste consumo incremental de 1 MWh.

Da mesma forma, considerando que G_7 produziu 98 MWh de eletricidade no tempo real, sua receita no sistema de liquidação brasileiro é de $98 \times 200 = \text{R\$ } 19.600,00$. Caso fosse adotado o sistema duplo de liquidação, sua receita seria de $98 \times 100 = \text{R\$ } 9.800,00$. O uso do poder de mercado por G_7 , combinado com o sistema de liquidação em vigor, permitiu um aumento do preço da eletricidade e da receita de G_7 em 100% neste exemplo.

A alteração artificial de preços de mercado poderia ser potencializada caso o outorgado de G_7 possuísse outorga de mais outra usina do sistema, ou, em conluio tácito ou não, outros geradores comesçassem a seguir a estratégia de G_7 , dissimulando a real condição de suas usinas para obterem lucros extraordinários.

Desta forma, uma vez demonstrado que o sistema de liquidação brasileiro agride a lógica econômica na valoração da energia elétrica e potencializa o uso do poder de mercado por agentes econômicos, propõe-se como aprimoramento regulatório a utilização do sistema duplo de liquidação para liquidar a eletricidade no mercado de curto prazo no Brasil.

Como demonstrado, a adoção desta sistemática permite a valoração mais acurada da energia elétrica e mitiga a possibilidade do uso de poder de mercado por parte dos agentes econômicos.

Os casos-exemplos utilizados nesta monografia utilizam dados de curva de oferta e demanda fictícios para a demonstração da tese. Todavia, a abstração realizada para fins didáticos encontra respaldo na realidade da programação da operação, da operação em tempo real e da valoração da energia elétrica no mercado brasileiro.

Em Godoi (2019), o presidente do Conselho de Administração da CCEE corrobora a tese da monografia ao informar que a instituição tem identificado mudanças na declaração das usinas termelétricas para o ONS entre a etapa de programação e a operação em tempo real. Apesar de reconhecer que não está claro se tais mudanças adotadas pelos geradores estão sendo realizadas para elevar artificialmente o preço de mercado, o fato é que a CCEE identificou algumas ações neste sentido. Neste caso, não pode ser descartada a hipótese de uso do poder de mercado unilateral ou mesmo conluio tácito entre os participantes do mercado.



Também a PSR (2019), em contribuição à Audiência Pública nº 022/2019, realizada pela Aneel para discutir os limites superiores e inferiores do PLD, ressaltou que o procedimento de liquidação adotado no Brasil introduz uma série de distorções e que o sistema duplo de liquidação deveria ser implementado no país.

De fato, ainda no ano 2000, quando a Aneel discutia na Audiência Pública 02/2000 como o Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da CCEE,¹ deveria tratar a formação de preços no Brasil, havia a previsão que estímulos e penalidades deveriam ser estabelecidos, de modo a minimizar as redeclarações de disponibilidade, as alterações nas previsões de carga e as mudanças nas propostas de redução de carga, posteriores à definição do preço (ANEEL, 2000a).

No relatório disponibilizado no âmbito da mesma Audiência Pública, Oren (2000, p. 23) assim concluiu sobre a formação de preços de eletricidade no Brasil e sobre como a energia elétrica deveria ser liquidada:

[...] MAE deve trocar para um sistema múltiplo de liquidação em que os preços *ex-ante* são aplicados para programar a geração baseada na programação do dia seguinte do ONS, enquanto os preços *ex-post* baseados no despacho real e redeclaração de parâmetros dos geradores serão aplicados para desvios entre o real despacho da programação do dia seguinte. Tendo vista o alto percentual de hidrelétricas no sistema brasileiro, o sistema triplo de liquidação irá provavelmente não ter muito benefício adicional ao que o sistema duplo de liquidação pode fornecer. Tal abordagem fornece incentivos para participantes do mercado para responder de forma eficiente às incertezas da demanda e oferta. Além disso, ela mitiga incentivos para jogos e reduz incerteza para geradores e compradores. A abordagem proposta também possui o efeito de substituir penalidades administrativas para desvios por penalidades baseada no mercado. ²

1 O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi a instituição que antecedeu a CCEE. A Lei nº 10.848/2004 extinguiu o MAE e determinou que suas atribuições fossem assumidas pela CCEE.

2 No original: “MAE should switch to a multi-settlement system in which the ex-ante prices are applied to scheduled generation based on ONS day ahead schedule whereas expost prices based on actual dispatch and redeclared generator parameters will be applied to deviations of the actual dispatch from the day ahead schedule. In view of the high percentage of hydro in the Brazilian system a three-settlement system will probably not have much benefit beyond what a two settlement system can provide. Such an approach provides market incentives for participants to respond efficiently to uncertain demand and supply. Moreover, it mitigates incentives for gaming and reduces uncertainty for generators and buyers. The proposed approach also has the effect of replacing administrative penalties for deviation with market-based penalties”.



A Aneel, na Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000 (ANEEL, 2000b), fruto das discussões da Audiência Pública nº 02/2000, incorporou as recomendações da adoção de um sistema duplo de liquidação, conforme se observa na redação a seguir:

[...]

Art. 2º As Regras do MAE devem ser implantadas de acordo com as etapas e datas a seguir estabelecidas:

I - Implantação da 1ª etapa: até 1º de setembro de 2000;

II - Implantação da 2ª etapa: até 1º de julho de 2001; e

~~III - Implantação da 3ª etapa: até 1º de janeiro de 2002. (Revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002)~~

§ 1º A 1ª etapa se caracteriza pela definição, pelo MAE, do preço *ex-ante* de energia em base mensal ou semanal.

§ 2º A 2ª etapa se caracteriza pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados *ex-ante* e *ex-post*, em base semanal.

~~§ 3º A 3ª etapa se caracteriza pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização. (Revogado pela RES ANEEL 446, de 22.08.2002)~~

[...]

Entretanto, apesar do inciso II e do § 2º do art. 2º da Resolução nº 290/2000 estar em vigência ao menos até a data de finalização desta monografia, novembro de 2019, pois não consta revogação expressa, o fato é que a segunda etapa das Regras do MAE nunca foi implementada. Portanto, apesar de constar no regimento regulatório em vigor, o sistema duplo de liquidação nunca foi utilizado no Brasil.

A despeito de não constar revogação expressa dos dispositivos da Resolução nº 290/2000 que tratam do sistema duplo de liquidação, análise jurídica da legislação permite concluir que esses dispositivos foram tacitamente revogados pelo art. 57 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (Brasil, 2004a), que dispôs que o PLD deve ser calculado de forma antecipada pela CCEE, conforme descrito a seguir:

[...]

Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

[...]

A interpretação jurídica é a de que o § 1º do art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 determina que o PLD seja calculado de forma antecipada à operação, isto é, na etapa de programação. Portanto, o referido dispositivo não oferece discricionariedade para a Aneel calcular o PLD após a operação, considerando os valores verificados de geração, demanda e eventuais restrições operativas na etapa de operação em tempo real.

O Decreto nº 5.163/2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Brasil, 2004b), pode ter inovado ao acrescentar em sua redação que o PLD deveria ser calculado de forma antecipada à operação do sistema. A Lei nº 10.848/2004 define as linhas gerais sobre a definição do PLD e da liquidação da energia elétrica, sem aparentemente determinar que o cálculo do PLD deve ser realizado de forma antecipada.

Art. 1º

[...]

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

[...]

Pode haver a interpretação de que, no § 5º do art. 1º da Lei 10.848/2004, o termo “escalas de preços previamente estabelecidos” também se refere a cálculo antecipado do PLD. Entretanto, a interpretação mais plausível é a de que



são as regras de cálculo do preço que devem ser previamente estabelecidas, e não os valores dos preços. Na Exposição de Motivos nº 095/MME (Brasil, 2003), referente à proposição da Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003, que foi posteriormente convertida na Lei nº 10.848/2004, não há menção a cálculo antecipado de preço. Ademais, para o preço refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, como descreve o texto da Lei, ele não pode ser calculado somente na etapa de programação.

Desta forma, do ponto de vista legal, para que a Aneel possa ter a liberdade de regulamentar a proposta do sistema duplo de liquidação, é necessário fixar nova redação ao § 1º do art. 59 do Decreto nº 5.163/2004, suprimindo a palavra “antecipadamente” do cálculo do PLD. No limite, caso haja interpretação diferente do § 5º do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 quanto ao termo “escalas de preços previamente estabelecidos”, tal dispositivo também deve ser reescrito.

A implantação do sistema duplo de liquidação pela Aneel, além de precificar de forma correta a energia elétrica no tempo e diminuir o espaço para o exercício do poder de mercado, permitirá também que os próprios detentores de outorga de fontes renováveis ofereçam suas previsões de geração para cada hora do dia seguinte ao ONS.

A melhor informação para que se possa prever a geração das fontes renováveis é a do próprio outorgado. Na ausência de incentivos para ele declarar sua previsão de geração de forma mais precisa, os arts. 13 a 16 da Resolução Normativa nº 843/2019 cuidaram de estabelecer uma metodologia para isto. Entretanto, com o incentivo posto no sistema de liquidação dupla, os referidos dispositivos da Resolução deixam de ser a melhor alternativa para o estabelecimento desses valores de geração.

Como última análise, no decorrer do ano de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME), instituição responsável pela definição das políticas na área de energia no Brasil, realizou amplo debate setorial sobre propostas de mudanças legislativas para a modernização do ambiente de negócios no mercado de energia elétrica por meio da Consulta Pública nº 33/2007 (MME, 2017).

No presente momento, novembro de 2019, dois projetos de Lei em tramitação no Legislativo brasileiro cuidam de aperfeiçoar as propostas dessa Consulta Pública: os textos substitutivos do Projeto de Lei nº 1.917/2015 (Brasil, 2015) e do Projeto de Lei do Senado nº 232/2016 (Brasil, 2016). Ambos contêm em seus



textos a previsão da migração no médio prazo do atual mercado por custo para o mercado por preço. No sistema por preço, não há como o Operador do Sistema realizar a previsão de produção das fontes renováveis para o dia seguinte. Os outorgados dessas usinas é quem devem fazê-lo e se responsabilizar por suas previsões de geração e preço de oferta.

Desta forma, pode-se concluir que a proposta do sistema duplo de liquidação para o Brasil é robusta, independentemente do paradigma de precificação que o país adote no futuro, seja a manutenção do sistema de preços com base no despacho por custo, seja a opção legislativa de se adotar um mercado por preço no médio prazo.

Por fim, cabe a importante menção de que os dois projetos de lei em tramitação no Legislativo não incorporam o aprimoramento regulatório proposto neste trabalho, embora ambos alterem vários dispositivos da Lei nº 10.848/2004.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho mostrou como a adoção do sistema duplo de liquidação da energia elétrica no mercado de curto prazo brasileiro deve ser benéfica para valorar corretamente a energia elétrica, incentivar os agentes econômicos a informar os dados mais acurados para a operação do sistema e desincentivar práticas anticoncorrenciais, como a utilização do poder de mercado ou até mesmo do conluio.

A adoção de mercados competitivos de eletricidade, sejam eles baseados no despacho por custo ou em ofertas de preço, pressupõe a eficiência de curto prazo – com a alocação dos recursos de oferta de menor custo seguindo a ordem de mérito econômico até o maior custo para o atendimento da demanda horária – e a eficiência alocativa de longo prazo – em que os sinais de preço emitidos no mercado de curto prazo servem de *driver* para investidores analisarem a viabilidade econômica de se construir uma nova planta. A perturbação desses dois pressupostos causa ineficiência e pode, no limite, colocar em xeque a própria existência de um mercado para valoração da energia elétrica.

É papel do Regulador do mercado cuidar para que os dois pressupostos sejam sempre perseguidos e nunca violados. Entretanto, tal tarefa não é trivial. Comprovar desvios de agentes econômicos por adoção de práticas anticoncorrenciais é complexo, mesmo com um monitoramento rigoroso do mercado.



Desta forma, é importante que o Regulador atue de forma preventiva e evite oferecer oportunidades, ainda que de forma involuntária, para que agentes de mercado, comportando-se ou não dentro das regras estabelecidas, perturbem o andamento do mercado, alterando artificialmente seus preços em busca de lucros extraordinários, com o prejuízo do consumidor final de energia elétrica.

Conforme apresentado neste trabalho, uma forma de os agentes econômicos perturbarem o bom andamento do mercado é o uso do poder de mercado unilateral para alterar os preços de energia elétrica. Apesar de ordinariamente não ser considerado infração à ordem econômica, conforme a Lei nº 12.529/2011, que rege o tema no Brasil, o uso do poder de mercado, se verificado como abuso de poder dominante, pode, sim, ser visto como uma infração.

De toda maneira, independentemente do enquadramento como infração ou não, o Regulador deve atuar de maneira preventiva, evitando que a deturpação, por meio de ações lícitas e ilícitas de poder de mercado por parte dos agentes econômicos, prejudique o objetivo finalístico da utilização de um ambiente competitivo na indústria de energia elétrica.

Este trabalho propõe a ação prévia do Regulador no desenho do mercado de eletricidade para mitigar espaço anticoncorrencial e permitir uma precificação mais acurada da energia elétrica. Especificamente, o estudo propõe uma modificação no sistema de liquidação de energia elétrica adotado no Brasil.

Demonstra-se que o sistema duplo de liquidação, aplicado na maioria dos mercados de eletricidade do mundo, se ajusta de forma precisa ao mercado de curto prazo no Brasil, trazendo benefícios superiores aos do sistema híbrido atualmente empregado para liquidar a energia elétrica.

O trabalho exhibe exemplos teóricos, numéricos e revisões bibliográficas que corroboram a tese que se quer comprovar, qual seja, que a ação preventiva do Regulador por meio de regulação do mercado, modificando parte do desenho de mercado através de intervenção na forma como a energia elétrica é liquidada, é uma medida eficaz para alcançar a razão precípua de existir o mercado de eletricidade: a busca da eficiência de curto e longo prazo.

Do ponto de vista da implementação, para que a Aneel possa ter a liberdade de alterar o mecanismo de liquidação para o sistema duplo proposto neste trabalho, faz-se necessária a alteração do § 1º, art. 59, do Decreto nº 5.163/2004. Este dispositivo determina que o PLD deve ser calculado “antecipadamente”, e a



melhor interpretação para o termo “antecipadamente” é a que se refere à definição do PLD de forma antecipada à operação do sistema.

Maior segurança jurídica seria oferecida na hipótese de se alterar também o § 5º do art. 1º da Lei 10.848/2004. Neste dispositivo legal, consta que o PLD deve ser calculado levando-se em conta as “escalas de preços previamente estabelecidos”. Ainda que a interpretação mais plausível leve ao entendimento de que o termo “escalas de preços previamente estabelecidos” significa que são as regras de cálculo do preço que devem ser previamente estabelecidas, e não os valores dos preços, uma nova redação ao referido dispositivo suprimiria qualquer tipo de dúvida jurídica sobre o tema.

Por fim, cabe mencionar a robustez da proposta formulada com visão de médio e longo prazo. A aplicação do sistema duplo de liquidação no Brasil é uma solução de desenho de mercado que funciona melhor do que a adotada atualmente, independentemente do paradigma que o Regulador adote para o futuro na formação de preços de eletricidade no Brasil: ou com a permanência do atual mercado, com base no despacho centralizado dos custos do sistema, ou com a reformação para um sistema de mercado por oferta de preços. O sistema duplo de liquidação funciona de forma mais precisa nas duas categorias de desenho de mercado.

REFERÊNCIAS

ALLAZ, B.; VILA, J. L. Cournot competition, forward markets and efficiency. **Journal of Economic Theory**, v. 59, n. 1, p. 1-16, fev. 1993.

ANEEL. **Documento básico para o estabelecimento das regras do MAE**. Brasília, 2000a.

ANEEL. **Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000**. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. Brasília, 2000b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000290.pdf>. Acesso em: 15 set. 2019.

ANEEL. **Luz na tarifa**. Brasília, 2019a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>. Acesso em: 20 set. 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 843, de 2 de abril de 2019**. Estabelece critérios e procedimentos para elaboração do Programa Mensal da Operação Energética e para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças. Brasília, 2019b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019843.pdf>. Acesso em: 15 set. 2019.



BORENSTEIN, Severin. Understanding competitive pricing and market power in wholesale electricity markets. **The Electricity Journal**, v. 13, n. 6, p. 49-57, jul. 2000.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm. Acesso em: 25 set. 2019.

BRASIL. Presidência da República. **Exposição de Motivos nº 0095/MME**. Submete ao Presidente da República proposta de edição de Medida Provisória que altera os marcos institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro. Brasília, 2003. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Exm/2003/EM95-MME-03.htm. Acesso em: 26 set. 2019.

BRASIL. Presidência da República. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, 2004a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm. Acesso em: 5 out. 2019.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 2004b. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm. Acesso em: 5 out. 2019.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011**. Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica e dá outras providências. Brasília, 2011. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Lei/L12529.htm. Acesso em: 20 set. 2019.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 1.917, de 2015**. Dispõe sobre a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica, a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 2015. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=1307190>. Acesso em: 8 nov. 2019.

BRASIL. Senado Federal. **Projeto de Lei do Senado nº 232, de 2016**. Dispõe sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz, as concessões de geração de energia elétrica e dá outras providências. Brasília, 2016. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>. Acesso em: 8 nov. 2019.

CRAMTON, Peter. Electricity market design. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 33, n. 4, p. 589-612, 2017.

GODOI, Maurício. CCEE defende apurar declaração de inflexibilidade de usinas depois de valor do CMO. **Canal Energia**, 29 ago. 2019. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53110331/ccee-defende-apurar-declaracao-de-inflexibilidade-de-usinas-depois-de-valor-do-cmo>. Acesso em: 13 set. 2019.

GROSS, George; FINLAY, David. Generation supply bidding in perfectly competitive electricity markets. **Computational & Mathematical Organization Theory**, v. 6, n. 1, p. 83-98, maio 2000.

HUNT, Sally. **Making competition work in electricity**. Nova York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

KAMAT, R.; OREN, Shmuel S. Two-settlement systems for electricity markets under network uncertainty and market power. **Journal of Regulatory Economics**, v. 25, n. 1, p. 5-37, 2004.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. **Fundamentals of Power System Economics**. Nova Jersey: Wiley-Blackwell, 2004.

MME. **Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017**. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas>. Acesso em: 8 nov. 2019.

MME. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018**. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. Brasília, 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018514mme.pdf>. Acesso em: 25 set. 2019.

MME. **Portaria nº 301 de 31 de julho de 2019**. Estabelece o cronograma estimado para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do Preço da Liquidação das Diferenças horário no Mercado de Curto Prazo. Brasília, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019301mme.pdf>. Acesso em: 25 set. 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 5.6 – Consolidação da previsão de carga para a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética. Versão nº 2018.12. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%205.6%2FSubm%C3%B3dulo%205.6%202018.12.pdf>. Acesso em: 15 set. 2019.

ONS. **Procedimentos de Rede**. Submódulo 5.4 – Consolidação da previsão de carga para a programação diária da operação eletroenergética e para a programação de intervenções em instalações da Rede de Operação. Versão nº 2019.08. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%205.4%2FSubm%C3%B3dulo%205.4%202019.08.pdf>. Acesso em: 15 set. 2019.



OREN, Shmuel S. **Review of MAE rules for the Brazilian wholesale electricity market**. Report prepared for The Brazilian Electricity Regulatory Agency under project BRA/98/019 United Nations Development Programme. Berkeley, 9 jun. 2000. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2000/ap002/Parecer%20Oren.pdf. Acesso em: 15 set. 2019.

PSR. **Contribuição para a Audiência Pública 22/2019**. Definição dos Limites Máximo e Mínimo do PLD. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>. Brasília, 2019. Acesso em: 4 nov. 2019.

VEIT, Daniel J.; WEIDLICH, Anke; YAO, Jian; OREN, Shmuel S. Simulating the dynamics in two-settlement electricity markets via an agent-based approach. **International Journal of Management Science and Engineering Management**, v. 1, n. 2, p. 83-97, jan. 2006.

VENTOSA, Mariano; LINHARES, Pedro; PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. Power system economics. In: PÉREZ-ARRIAGA, Ignacio J. **Regulation of the power sector**. Londres: Springer, 2013, p. 47-123.

WOLAK, Frank A. Regulating competition in wholesale electricity supply. In: ROSE, Nancy L. **Economic regulation and its reform: what have we learned?** Chicago: University of Chicago Press, jun. 2014, p. 195-289.

WOLAK, Frank A. The role of efficient pricing in enabling a low-carbon electricity sector. **Economics of Energy & Environmental Policy**, v. 8, n. 2, p. 29-52, 2019.

YAO, Jian; OREN, Shmuel S.; ADLER, Ilan. Cournot equilibria in two-settlement electricity markets with system contingencies. **International Journal of Critical Infrastructures**, v. 3, n. 1/2, p. 142-160, 2007.



Menção Honrosa

Diego Crespo Santiago*
Hugo de Andrade Lucatelli**

Regulação distorciva de preços: modicidade tarifária no Brasil

* Mestre em Economia pela Universidade de Princeton. Sócio – Originalis Ltda.

** Doutor em Economia pela Escola de Economia de São Paulo (EESP-FGV).
Especialista em Regulação da Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel).

RESUMO

O trabalho mostra como a estrutura regulatória vigente no setor elétrico, especialmente no que tange ao regramento de modicidade tarifária, gera distorções econômicas relevantes. Tal regramento reduz o interesse econômico das distribuidoras de energia na exploração do serviço de compartilhamento de infraestrutura, criando ineficiência nesse mercado. O artigo modela os mecanismos desta distorção econômica, discute os seus impactos em termos de bem-estar social e apresenta soluções regulatórias. Usando uma Análise de Impacto Regulatório (AIR), concluímos que a melhor solução regulatória para o problema, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e sociais, é reformar o método de cálculo da alíquota de modicidade tarifária, usando uma fórmula inspirada num mecanismo de Vickrey-Clarke-Groves.

Palavras-chave: Modicidade tarifária; regulação por incentivos.



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	233
2 ESTRUTURA TARIFÁRIA E SUA DINÂMICA DE REPOSICIONAMENTO	237
2.1 Revisão tarifária periódica e modicidade tarifária	238
3 MODELO	241
3.1 Ambiente	241
3.2 Oligopólio: setor de telecomunicações	242
3.3 Modicidade tarifária	243
3.4 Problema da distribuidora monopolista	245
3.5 Escolha ótima de q_1^p	246
3.6 Estudando $\lambda(q_1^p)$	247
4 RESULTADOS QUALITATIVOS DO MODELO	248
5 BEM-ESTAR	249
6 SIMULAÇÃO NUMÉRICA	251
7 EXTENSÃO: ESFORÇO DE GESTÃO E OCUPAÇÃO CLANDESTINA ...	254
8 SOLUÇÕES REGULATÓRIAS	258
9 AVALIAÇÃO EMPÍRICA	260
9.1 Estudo de caso: Cemig Distribuição S/A	262
10 ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO	266
10.1 Identificação do problema e base legal	266
10.2 Objetivos a serem alcançados	266
10.3 Atores e grupos afetados	267





10.4 Análise das alternativas regulatórias	267
10.5 Análise multicritério	274
11 CONSIDERAÇÕES FINAIS.	274
REFERÊNCIAS	276
ANEXO	278



LISTA DE FIGURAS E QUADROS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Medidas de bem-estar do consumidor de telecomunicações e de energia	252
Figura 2. Efeitos sobre o lucro dos setores de telecomunicações e de energia	253
Figura 3. Efeitos sobre o bem-estar geral da economia	253
Figura 4. Distribuidoras analisadas por número de revisões tarifárias que realizaram	260
Figura 5. Perda de reajuste acumulada por número de revisões tarifárias realizadas	261
Figura 6. Perda de reajuste acumulada por revisão tarifária realizada (Cemig S/A)	263
Figura 7. Perda de receita acumulada no setor de energia por revisão tarifária realizada (Cemig S/A) – em milhões de R\$.	264

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa A.	268
Quadro 2. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa B.	270
Quadro 3. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa C.	272





1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica do Brasil é majoritariamente estruturado em cadeias de postes de condução. Além de conduzir energia elétrica, esta infraestrutura também pode ser utilizada como suporte para as redes de telecomunicações. Tendo em vista os elevados custos envolvidos no aterramento de cabos, os postes se tornaram um elemento fundamental da infraestrutura do setor de banda larga fixa por ser uma alternativa significativamente menos custosa para a alocação da rede de transmissão de dados.

No Brasil, as empresas distribuidoras de energia elétrica recebem concessões do setor público para explorarem este negócio. De posse de um contrato de concessão, as empresas atuantes neste mercado se tornam monopolistas no setor e na região em que atuam. Este monopólio é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), órgão regulador que tem a prerrogativa de fixar a taxa de retorno e reajustar as tarifas vigentes no setor, em conformidade com uma série de critérios técnicos que serão mais bem detalhados na próxima seção. O contrato de concessão do direito de explorar o serviço de distribuição de energia prevê a possibilidade de a empresa concessionária explorar algumas atividades econômicas além do objeto principal da concessão. Dentre estas atividades, encontra-se o aluguel de parte de sua infraestrutura para empresas do setor de telecomunicações a utilizarem como suporte para as suas redes.

A natureza monopolística do mercado de distribuição de energia elétrica entregou aos detentores das concessões poder de mercado semelhante no mercado de suporte à infraestrutura das redes de telecomunicações. As operadoras desse setor têm basicamente duas alternativas operacionais para a acomodação dos seus cabos de transmissão de dados: a) utilização da via aérea, que já se encontra instalada, por meio de postes compartilhados pelas distribuidoras de energia elétrica em todo o território nacional,¹ e b) construção de vias subterrâneas para alocação dos seus cabos. Os custos envolvidos na construção de vias subterrâneas são significativamente elevados, o que torna o uso compartilhado

1 A Lei Geral de Telecomunicações, promulgada em 1997, buscou garantir que a infraestrutura instalada no país fosse utilizada de forma eficiente pelos setores de energia e de telecomunicações. Neste sentido, a lei estabeleceu o direito legal do uso compartilhado da infraestrutura de postes por parte das prestadoras de telecomunicações. Dessa forma, as distribuidoras de energia elétrica têm o dever de negociar o compartilhamento da sua infraestrutura, mesmo que não tenham interesse econômico na sua comercialização.



dos postes uma alternativa mais viável para as operadoras de telecomunicações. Dessa forma, as concessionárias detentoras do poder de exploração dos postes têm importante poder de barganha na exploração deste mercado, uma vez que estes recursos têm grande valor econômico para o mercado de telecomunicações. Além disso, o mercado de aluguel de postes, de acordo com a legislação brasileira, opera sobre o regime de liberdade de preços.² Consequentemente, a regulamentação acabou por oferecer a possibilidade de as distribuidoras explorarem o mercado de compartilhamento de infraestrutura em condições econômicas muito vantajosas.

Portanto, uma empresa detentora de uma concessão para atuação no mercado de distribuição de energia opera em dois regimes distintos de monopólio: a) monopólio com preços regulados no mercado de distribuição de energia, e b) monopólio com liberdade de preços no mercado de aluguéis de postes (compartilhamento de infraestrutura, de forma geral) para empresas de telecomunicações.

O valor econômico de um monopólio com liberdade de preços no mercado de compartilhamento de infraestrutura não é desprezível. O mercado de banda larga fixa ganhou grande importância econômica nos últimos anos. A demanda por dados cresce constantemente, tanto em função do processo de universalização do acesso aos serviços de internet quanto devido às constantes mudanças no perfil de consumo dos consumidores. Cada vez mais, os consumidores demandam serviços sobre a rede que são mais intensos em relação ao consumo de dados. Trata-se, portanto, de um setor extremamente atrativo, com grande valor para as empresas que atuam nele. Dessa forma, as concessionárias de distribuição de energia se deparam no mercado de compartilhamento de infraestrutura com uma conjunção de fatores econômicos raramente encontrados concomitantemente em um mesmo setor: atuam como monopolistas em um mercado que apresenta demanda significativamente inelástica e contam com liberdade de fixação de preços. Esta conjunção de fatores tornaria este o cenário ideal para qualquer empresa que maximiza lucros.

A despeito de todo o exposto, o que se verifica no Brasil há alguns anos é uma espécie de *puzzle* no setor de compartilhamento de infraestrutura de postes para operadoras de telecomunicações. As distribuidoras de energia elétrica não demonstram interesse econômico em explorar de maneira adequada o

2 Resolução Conjunta nº 1, de 24 de novembro de 1999 (ANATEL; ANEEL; ANP, 1999).



compartilhamento da sua infraestrutura. Este desinteresse tem gerado uma série de distorções no setor, especialmente devido à ocupação ilegal dos postes. A negligência das distribuidoras de energia na gestão da sua infraestrutura incentiva comportamento abusivo por parte das empresas de telecomunicações, que muitas vezes utilizam a infraestrutura de postes das distribuidoras sem ter autorização contratual. Temos um cenário típico de “tragédia dos comuns”. A soma do baixo esforço de gestão das distribuidoras de energia com o comportamento ilegal de muitas operadoras de telecomunicações tem resultado na ocupação desordenada da infraestrutura e na situação de desconformidade técnica de muitos postes em relação aos parâmetros de segurança estabelecidos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT (ANATEL; ANEEL, 2018).³

A Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) e a Aneel estimam que cerca de 20% dos postes do país apresentam hoje alta probabilidade de superutilização. Cada poste tem disponibilidade técnica de compartilhar, em média, entre quatro e seis pontos de fixação (ANATEL; ANEEL, 2018). Isso significa que, segundo estas estimativas, cerca de 9 milhões de postes no país têm elevada probabilidade de terem mais cabos alocados em sua infraestrutura do que o sugerido pela normatização técnica. Essa ocupação acima da capacidade eleva a depreciação dos postes, aumenta os custos de manutenção, gera problemas de segurança pública e prejudica as empresas de telecomunicações que ocupam esses espaços de maneira regular.

Outra evidência de que há pouco interesse econômico e baixo esforço de gestão das distribuidoras de energia no setor de compartilhamento foi observada em um estudo realizado pela Aneel segundo o qual, entre as distribuidoras com mais de 50 mil postes, apenas 15% faturam mais que o correspondente a um ponto de fixação, em média, por poste. Ou seja, apesar de cada poste ter capacidade de disponibilizar de quatro a seis pontos de compartilhamento, 85% das empresas alugam apenas um ponto de fixação. Os demais pontos simplesmente não são negociados pelas distribuidoras de energia elétrica (Fernandes, 2019). A despeito disso, observa-se elevada ocupação da infraestrutura, especialmente em grandes centros, o que sugere a existência de um mercado informal ou clandestino de grandes proporções.

3 A ABNT estabeleceu uma série de requisitos técnicos de segurança que devem ser seguidos no compartilhamento. Para maiores detalhes, ver nota técnica ABNT NBR 15.214, de 2005.



Em 2001, foi instituída uma Comissão Conjunta para resolução de conflitos entre empresas atuantes no setor de energia e de telecomunicações.⁴ É interessante notar que, apesar de haver grande espaço para faturamento no setor de compartilhamento de postes, 90% dos conflitos geridos pela Comissão, entre 2014 e 2018, referiam-se a litígios relacionados à política de preços exercida pelas distribuidoras de energia no setor de compartilhamento de infraestrutura (Fernandes, 2019). Estes conflitos, em geral, associam-se a preços abusivos cobrados por parte das distribuidoras de energia a empresas de telecomunicações entrantes. Ao mesmo tempo, as distribuidoras não demonstram interesse em reajustar contratos de compartilhamento realizados no passado, o que gera um elevado *spread* entre o preço ofertado para novos entrantes e os vigentes para empresas incumbentes. Esse comportamento das distribuidoras indica uma clara estratégia de minimizar a sua receita de compartilhamento. Nosso objetivo neste trabalho é entender o racional econômico que sustenta esta estratégia das distribuidoras de energia.

Estas distorções têm demandado respostas e esforço institucional dos órgãos reguladores dos setores de energia e telecomunicações. Apesar de, desde os anos 2000, as agências terem proposto algumas medidas conjuntas para tentar mitigar o problema,⁵ este ainda se encontra sem solução e já tem se tornado uma questão de segurança pública em algumas regiões do Brasil, devido ao loteamento desordenado e clandestino da infraestrutura. A pergunta central que emerge dessa narrativa é a seguinte: o que explica uma empresa monopolista que enfrenta uma demanda inelástica em determinado setor e opera com liberdade de fixação de preços não ter interesse econômico na gestão e exploração deste serviço? Nós vamos argumentar neste trabalho que a resposta para esta pergunta pode ser encontrada na própria regulamentação de preços do setor de elétrico brasileiro.

A regulamentação do setor elétrico, de forma abrangente, divide as receitas das distribuidoras de energia elétrica em dois grandes grupos: receitas relacionadas à atividade de concessão do serviço público (distribuição de energia elétrica) e receitas relacionadas às atividades acessórias. O compartilhamento da infraestrutura de postes com o setor de telecomunicações, conforme já descrito acima, encontra-se no rol de atividades acessórias ao objeto econômico da concessão pública. Parte da receita oriunda desta exploração acessória é levada

4 Resolução Conjunta nº 2, de 27 de março de 2001 (ANATEL; ANEEL; ANP, 2001).

5 Ver Resolução Conjunta nº 4, de 16 de dezembro de 2014 (ANATEL; ANEEL, 2014).



em consideração no cálculo do reajuste tarifário periódico do setor de distribuição de energia, por meio de um mecanismo contábil denominado “modicidade tarifária”. Em linhas gerais, parte das receitas oriundas de atividades acessórias é utilizada como fator redutor da tarifa do objeto econômico principal da concessão: distribuição de energia elétrica. O desenho tarifário do setor elétrico, através deste mecanismo, acabou por construir um modelo com importantes desvios de incentivos no setor de compartilhamento de infraestrutura.

Como mostraremos ao longo deste trabalho, esse mecanismo de desconto do reposicionamento da tarifa do setor elétrico (modicidade tarifária) reduz o interesse econômico das distribuidoras de energia em relação à exploração do serviço de compartilhamento de infraestrutura, induzindo diversas ineficiências neste setor. Nosso trabalho tem a pretensão de modelar os mecanismos desta distorção econômica, discutir os seus impactos em termos de bem-estar e apresentar possíveis soluções regulatórias para o problema.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: a seção a seguir apresenta um resumo da dinâmica de reposicionamento tarifário do setor elétrico e discute o papel desempenhado pela modicidade tarifária neste reposicionamento. Em sequência, apresentamos o modelo teórico e, posteriormente, analisamos o bem-estar das firmas e dos consumidores nos setores de energia e telecomunicações. Apresentamos uma extensão ao modelo proposto que demonstra como a atual configuração regulatória do setor elétrico induz a formação de um grande mercado informal (clandestino) no setor de compartilhamento de infraestrutura. Em seguida, fazemos um estudo de caso concreto para mostrar os impactos econômicos oriundos da política de modicidade tarifária tal como regulamentada atualmente. Por fim, apresentamos possíveis soluções regulatórias para o problema apresentado e promovemos uma análise de impacto regulatório, com o intuito de verificar a melhor posição regulatória a ser seguida. A última seção traz as nossas considerações finais.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA E SUA DINÂMICA DE REPOSICIONAMENTO

Os contratos de concessão do direito de explorar os serviços de distribuição de energia começaram a ser assinados a partir de 1995. Eles estabeleciam as tarifas iniciais e previam a dinâmica a ser seguida em seu reposicionamento (ANEEL, 2005). Estes contratos são anteriores à fundação da agência reguladora



do setor elétrico, que só passou a existir ao final do ano de 1996. A partir de sua fundação, coube ao órgão regulador realizar os cálculos de reposicionamento tarifário previstos naqueles contratos. Estes estabelecem três processos de revisão tarifária:

- *Revisão extraordinária*: reajuste em função de choques inesperados de custos, com o intuito de manter o equilíbrio econômico financeiro do contrato.
- *Reajuste anual*: reajuste da tarifa de operação da distribuidora com base na variação de preços verificada no ano corrente.
- *Reposicionamento tarifário periódico*: processo de revisão tarifária que ocorre a cada cinco anos com o objetivo de incorporar ganhos de eficiência nas tarifas fixadas. O regulador estima para o próximo ciclo quais seriam as receitas compatíveis com uma distribuidora eficiente. Estas receitas devem cobrir os custos operacionais eficientes e garantir uma taxa de retorno, considerada justa, ao capital empregado no negócio.

Há nesse setor uma clássica regulação tarifária por incentivos. Inicialmente, o contrato de concessão fixa uma determinada tarifa para um ciclo de cinco anos. Ela é reajustada anualmente apenas para cobrir os custos relacionados à variação da inflação. Isso significa que, durante este ciclo, a distribuidora tem incentivos para reduzir os seus custos operacionais de modo a alcançar maiores ganhos econômicos. Ao final dos cinco anos, o órgão regulador redefine a tarifa eficiente do contrato e estabelece metas de ganhos de eficiência a serem alcançadas ao longo do próximo ciclo. A empresa tem, portanto, um novo ciclo de incentivos para reduzir os seus custos de operação e aferir maiores ganhos (ANEEL, 2005).

2.1 Revisão tarifária periódica e modicidade tarifária⁶

Vamos detalhar agora o mecanismo de cálculo da revisão tarifária periódica. De acordo com a regulamentação da Aneel, o reposicionamento tarifário periódico leva em consideração a seguinte fórmula de reajuste:

⁶ Esta seção tem como referência Aneel (2018a, 2018b).



$$RT = \left[\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right] \times 100 \quad (2.1)$$

Onde:

RR = receita requerida;

RV = receita verificada;

OR = outras receitas.

A Receita Verificada (*RV*) considera a receita anual de fornecimento, suprimento, consumo de energia elétrica e uso dos sistemas de distribuição, tendo em vista as tarifas homologadas no último reajuste tarifário. Ela toma como referência a receita obtida no período dos doze meses imediatamente anteriores ao mês de revisão tarifária.

A Receita Requerida (*RR*), por sua vez, é subdividida em duas parcelas, conforme a seguinte fórmula de cálculo:

$$RR = VPA + VPB(1 - P_m) \quad (2.2)$$

Onde:

VPA = valor da parcela A;

VPB = valor da parcela B;

P_m = fator de ajuste de mercado.

A parcela A considera custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica. A parcela B abrange os custos operacionais e a remuneração do capital empregado no negócio. De forma detalhada, temos os valores das parcelas A e B, respectivamente:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2.3)$$

Onde:

CE = custo de aquisição ou geração de energia elétrica;

CT = custo de conexão e uso do sistema de transmissão;

ES = encargos setoriais.



$$VPB = CAOM + CAA \quad (2.4)$$

Onde:

CAOM = custo de administração, operação e manutenção;

CAA = custo anual dos ativos.

As Outras Receitas (OR) abrangem aquelas obtidas pelas distribuidoras que não estão relacionadas diretamente ao serviço principal da concessão, ou seja, quaisquer receitas obtidas pelas distribuidoras que não estejam diretamente relacionadas ao serviço de distribuição de energia elétrica. Estas receitas compreendem um rol relativamente extenso de atividades. Dentre elas está o compartilhamento de infraestrutura.

A regulamentação do setor estabelece que determinadas parcelas das receitas obtidas extraconcessão sejam consideradas para efeito de cálculo de OR. Note que OR entra como fator redutor no reposicionamento tarifário. Esse fator de redução da tarifa é denominado “modicidade tarifária”. O regramento da Aneel estabelece percentuais a serem destinados para modicidade tarifária para cada atividade extraconcessão realizada pela distribuidora. Atualmente, 60% das receitas obtidas com o compartilhamento de infraestruturas são consideradas para efeito de cálculo de OR.⁷

Portanto, parte da receita obtida no setor de compartilhamento de infraestrutura reduz o reposicionamento da tarifa do setor de distribuição de energia elétrica. É importante notar que esta redução é acumulativa ao longo dos ciclos de reposicionamento tarifário. Para demonstrá-lo, considere o seguinte exemplo hipotético de uma distribuidora que passou por dois ciclos de reposicionamento tarifário e tinha uma tarifa inicial igual a \$100. No primeiro ciclo, admita que a distribuidora obteve reajuste igual a $b1 > 0$. Suponha que, caso não houvesse modicidade tarifária, a distribuidora tivesse seu reajuste majorado em $m1 > 0$, ou seja, seu reajuste seria dado por $b1 + m1$, neste exemplo. Analogamente, no segundo período, admita que o reajuste seja igual a $b2$ e, caso não houvesse modicidade tarifária, a distribuidora tivesse um reajuste majorado da ordem de

⁷ Para esse cálculo, a Aneel considera a média da receita faturada nos 36 meses anteriores ao sexto mês à data de revisão tarifária, atualizada pelo IGP-M à data da revisão, multiplicada por doze” (Aneel, 2018b). A título de exemplo, considere que uma determinada distribuidora obteve receita média mensal, nos últimos 36 meses, de \$ 50.000 com o compartilhamento de sua infraestrutura de postes. Isso significa que \$ 360.000 ($50.000 \times 12 \times 0.6$) serão considerados para a composição de OR.



$b_2 + m_2$. Nesse caso, ao final do segundo ciclo, a tarifa seria igual a $100(b_1)(b_2)$. Caso não houvesse modicidade tarifária, o preço final seria superior e igual a $100(b_1)(b_2) + a$ - onde $a = 100[(b_1)(b_2) + (b_2)(m_1) + (m_1)(m_2)]$. Note, portanto, que a perda de reajuste para a modicidade em um ciclo é carregada para os demais ciclos de revisão. No longo prazo, os efeitos gerados por esta política regulatória são significativos, como veremos no estudo de caso apresentado na seção 9.

Argumentamos neste trabalho que a utilização das receitas de compartilhamento como instrumento de penalização do reajuste do setor elétrico é o mecanismo de distorção de incentivos que está na origem dos problemas comentados na introdução deste trabalho.

Na próxima seção, vamos modelar o comportamento ótimo de uma distribuidora que atua em um mercado com a estrutura de incentivos aqui descrita. O modelo vai nos permitir entender as distorções que emergem do mecanismo de reposicionamento tarifário apresentado nesta seção.

3 MODELO

Nesta seção vamos apresentar um modelo teórico que nos permita entender os mecanismos de incentivos gerados pelo modelo de regulamentação discutido nas seções anteriores.

3.1 Ambiente

Considere uma distribuidora de energia elétrica que atua em dois mercados distintos: mercado de distribuição de energia elétrica (E) e mercado de compartilhamento de infraestrutura de postes com o setor de telecomunicações (T). Assuma ainda que esta distribuidora opere por dois períodos ($t = 1, 2$). Em ambos os mercados, a distribuidora é monopolista do bem ofertado: energia elétrica no primeiro mercado e infraestrutura no segundo. O mercado de energia elétrica é regulado por uma agência, que fixa as tarifas de operação da distribuidora. Em contrapartida, o mercado de compartilhamento de infraestrutura não sofre regulação tarifária, de modo que o distribuidor é livre para fixar os preços de compartilhamento. O setor de telecomunicações funciona sobre uma estrutura de oligopólio, e a infraestrutura compartilhada pelo setor elétrico funciona como importante insumo.



A distribuidora monopolista, em cada período, enfrenta a função de demanda inversa $I(q_t^P)$ no setor de compartilhamento de infraestrutura e de demanda inversa $P(q_t^E)$ no setor de distribuição de energia. Aquela demanda, $I(q_t^P)$, é determinada pelo equilíbrio do setor oligopolista (telecomunicações) para cada preço definido pela distribuidora. Em cada setor, a distribuidora monopolista enfrenta diferentes funções custo: $A(q_t^P)$ no setor de compartilhamento de infraestrutura e $C(q_t^E)$ no setor de distribuição de energia. Pela natureza econômica de cada setor, nós só consideramos mercados *spot* em ambos os setores.⁸

O setor de telecomunicações é composto por um oligopólio com N firmas idênticas, que jogam um jogo de Cournot, em que cada uma delas enfrenta uma curva endógena de custos, $B(q_t^P)$, para o setor de compartilhamento de infraestrutura. Além disso, o setor de telecomunicações tem acesso a um mercado competitivo de capitais (k) a um preço r . Desse modo, a função custo de uma operadora de telecomunicações será: $D(q_t^P, k) = q_t^P B(q_t^P) + rk$. Portanto, a função de demanda inversa enfrentada pelo setor de telecomunicações será: $T(Y_t^T)$.⁹

3.2 Oligopólio: setor de telecomunicações

Vamos começar nossa análise estudando o equilíbrio do setor de telecomunicações. Para cada período, $t = 1, 2$, considere um mercado com N firmas, em que cada uma apresenta um produto $y_t^i = F(q_t^P, k)$ e enfrenta uma demanda $T(Y_t^T)$, onde $Y_t^T = \sum_i y_t^i$. Como descrito na seção anterior, as empresas do setor de telecomunicações têm função custo dada por $D(q_t^P, k)$, determinada pela distribuidora monopolista¹⁰ e pelo mercado de capitais, de modo que o lucro de cada empresa será dado por:

$$\Pi(q_t^{P,i}, k^i) = F(q_t^{P,i}, k^i)T(y_t^i + y_t^{-i}) - D(q_t^{P,i}, k^i) \quad (3.1)$$

-
- 8 Notação: q_t^E se refere à quantidade de energia vendida pela distribuidora monopolista no período t ; q_t^P se refere à quantidade de postes compartilhados pela distribuidora monopolista com o setor de telecomunicações no período t .
- 9 Notação: y_t^i se refere à quantidade de serviços de telecomunicações vendidos pela operadora i no período t ; Y_t^T representa a demanda agregada por serviços de telecomunicações, de modo que $Y_t^T = \sum_i y_t^i$.
- 10 Note que é suficiente para a distribuidora monopolista a determinação de um custo marginal fixo. Além disso, por hipótese, a operadora de telecomunicações não incorre em custos fixos. Esta hipótese não altera qualitativamente os resultados, apenas não permite apropriação total do lucro do setor de telecomunicações por parte da distribuidora de energia.



Onde:

$$y_t^{-i} = \sum_{i \neq j} y_t^j$$

As condições de primeira ordem do problema de maximização de lucro da firma i com respeito a $q_t^{P,i}$ e k_t^i serão, respectivamente:

$$F_1(q_t^{P,i}, k_t^i)T(\sum_j y_t^j) + F(q_t^{P,i}, k_t^i)F_1(q_t^{P,i}, k_t^i)T'(\sum_j y_t^j) = B'(q_t^{P,i}) \quad (3.2)$$

$$F_2(q_t^{P,i}, k_t^i)T(\sum_j y_t^j) + F(q_t^{P,i}, k_t^i)F_2(q_t^{P,i}, k_t^i)T'(\sum_j y_t^j) = r \quad (3.3)$$

Por simetria, em um equilíbrio, temos $q_t^{P,i} = q_t^P$ e $k_t^i = k_t$ para todo $i = 1, \dots, N$, o que implica:

$$F_1(q_t^P, k_t)T(NF(q_t^P, k_t)) + F(q_t^P, k_t)F_1(q_t^P, k_t)T'(NF(q_t^P, k_t)) = B \quad (3.4)$$

$$F_2(q_t^P, k_t)T(NF(q_t^P, k_t)) + F(q_t^P, k_t)F_2(q_t^P, k_t)T'(NF(q_t^P, k_t)) = r \quad (3.5)$$

As equações acima definem as quantidades ótimas de q_t^P e k_t de equilíbrio para cada valor B determinado pelo monopolista.¹¹ Assim, dado B , temos um valor q_t^P demandado por cada uma das N firmas associadas a esse preço, sendo possível definir $q_t^P(B)$ para cada possível valor de B . A demanda inversa por infraestrutura que o monopolista do setor energético enfrenta pode ser definida como:

$$I(q) = \{B: q_t^P(B) = q, q \geq 0\} \quad (3.6)$$

Repare, apenas, que usamos um leve abuso de notação, já que, ao preço B , o monopolista vende $q_t^P(B)$ unidades de compartilhamento para cada uma das N firmas, tendo uma demanda $Nq_t^P(B)$.

3.3 Modicidade tarifária

¹¹ Aqui nos valem do fato já discutido de que para o monopolista é suficiente estabelecer uma função linear $B(q) = Bq$, determinando apenas o custo marginal por uso de compartilhamento.



Em $t = 1$, a distribuidora monopolista, no setor de distribuição de energia, tem a sua tarifa de operação fixada pelo ente regulador. Considere que a agência reguladora fixou o seguinte preço¹² para o primeiro período: $P_1 = R$. Em $t = 2$, a agência reguladora revisa a tarifa do setor de energia, tomando uma parcela da receita obtida pela distribuidora no setor de compartilhamento para o cômputo da modicidade tarifária, seguindo o racional descrito na subseção 2.1. Deste modo, o órgão regulador fixa a seguinte regra de reposicionamento tarifário:¹³

$$\beta(q_1^P) = \frac{RP_1^{-1}(R) - \phi I(q_1^P)q_1^P}{RP_1^{-1}(R)} \quad (3.7)$$

Onde:

q_1^P = quantidade de infraestrutura que o distribuidor monopolista compartilha com o setor de telecomunicações no primeiro período.

A modicidade tarifária é modelada pelo parâmetro $\phi \in [0,1]$, que pune o reajuste da empresa regulada, proporcionalmente a cada unidade de receita obtida no setor de compartilhamento, reduzindo a tarifa a ser praticada pelo distribuidor monopolista no setor de energia no período $t = 2$.

A regra de modicidade tarifária gera um efeito cruzado entre os setores, em que o crescimento da receita no setor de compartilhamento de infraestrutura implica um preço menor no setor de distribuição de energia no período subsequente. Podemos verificar a sensibilidade do reajuste tarifário do setor de energia em relação à quantidade compartilhada de infraestrutura diferenciando $\beta(q_1^P)$:

$$\beta'(q_1^P) = -\phi \frac{I'(q_1^P)q_1^P + I(q_1^P)}{RP_1^{-1}(R)} \quad (3.8)$$

Note ainda que, desde que o preço do setor de distribuição de energia seja regulado, a decisão da distribuidora monopolista acerca da quantidade de energia vendida se torna trivial:

$$q_1^E = P_1^{-1}(R) \text{ e } q_2^E = P_2^{-1}(\beta(q_1^P)R) \quad (3.9)$$

¹² Notação: em P_t , o subscrito t se refere ao período considerado.

¹³ Por simplicidade, em nossa modelagem, não consideramos que o setor de distribuição de energia sofra choques de custos entre os períodos 1 e 2, de modo que a receita requerida é igual à verificada, em conformidade com o racional apresentado na subseção 2.1.

Diferenciando q_2^E com respeito a q_1^P , podemos observar o efeito cruzado entre os setores em função da regra de modicidade:¹⁴

$$\frac{dq_2^E}{dq_1^P} = \frac{\beta'(q_1^P)R}{P_2'[P_2^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} \quad (3.10)$$

3.4 Problema da distribuidora monopolista

Conforme apontado na subseção anterior, as decisões da distribuidora no setor regulado são triviais. Desse modo, o distribuidor escolhe a quantidade de infraestrutura compartilhada com o setor de telecomunicações nos períodos $t = 1, 2$, de modo que o seu lucro descontado seja maximizado. O lucro do período $t = 1$ será determinado pela seguinte relação:

$$\pi_1(q_1^P) = I(q_1^P)q_1^P - A(q_1^P) + RP_1^{-1}(R) - C(P_1^{-1}(R)) \quad (3.11)$$

Em $t = 2$ o lucro será:

$$\pi_2(q_1^P, q_2^P) = I(q_2^P)q_2^P - A(q_2^P) + [\beta(q_1^P)R]P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R) - C(P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)) \quad (3.12)$$

Portanto, o problema do monopolista será maximizar o valor presente do seu fluxo de lucros:

$$\max_{q_1^P, q_2^P} \Pi(q_1^P, q_2^P) = \pi_1(q_1^P) + \delta\pi_2(q_1^P, q_2^P) \quad (3.13)$$

Note que, desde que não haja interação entre q_2^P e outras variáveis, teremos a solução padrão de monopólio para esta variável:

$$I(q_2^P) = \frac{A'(q_2^P)}{\left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q_2^P)}}\right]} \quad (3.14)$$

Onde:

$\varepsilon_{I(q_2^P)}$ = elasticidade de preço da demanda do setor de telecomunicações por infraestrutura. Assim:

¹⁴ Sabemos que $P_2(q_2^E) = \beta(q_1^P)R$. Diferenciando esta equação com respeito a q_1^P , chegamos à relação $P_2'(q_2^E) \frac{dq_2^E}{dq_1^P} = \beta'(q_1^P)R$, o que implica a equação apresentada.



$$\frac{1}{\varepsilon_{I(q_2^P)}} = I'(q_2^P) \frac{q_2^P}{I(q_2^P)} \quad (3.15)$$

A partir desta equação, obtém-se a escolha ótima de $q_2^P = q_2^{P*}$.

3.5 Escolha ótima de q_1^P

Nesta subseção vamos direcionar o nosso foco para a escolha ótima da variável que sofre o efeito cruzado entre os setores, resultante da regra de modicidade tarifária. É importante notar que essa regra tem um efeito de curto e longo prazo sobre a variável. No curto prazo, ela afeta a escolha da quantidade compartilhada; no longo, afeta a revisão tarifária do setor de distribuição de energia. Para derivar a escolha ótima de q_1^P , primeiro note que, uma vez conhecida a escolha ótima de q_2^P , podemos reescrever o problema de maximização da distribuidora apenas em função de q_1^P , simplificando o problema. Os lucros dos períodos 1 e 2 serão, respectivamente:

$$\pi_1(q_1^P) = I(q_1^P)q_1^P - A(q_1^P) + RP_1^{-1}(R) - C(P_1^{-1}(R)) \quad (3.16)$$

$$\pi_2(q_1^P) = I(q_2^{P*})q_2^{P*} - A(q_2^{P*}) + [\beta(q_1^P)R]P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R) - C(P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)) \quad (3.17)$$

Temos então o seguinte problema de maximização:

$$\max_{q_1^P} \pi_1(q_1^P) + \delta\pi_2(q_1^P) \quad (3.18)$$

Resolvendo o problema, temos a seguinte relação ótima que define $q_1^P = q_1^{P*}$:

$$O(q_1^P) = \frac{A'(q_1^P)}{\left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q_1^P)}}\right][1 - \delta\phi\lambda(q_1^P)]} \quad (3.19)$$

Onde:

$$\lambda(q_1^P) = \frac{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)}{P_1^{-1}(R)} \left[1 + \frac{\beta(q_1^P)R - C'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}\right] \quad (3.20)$$

A demonstração se encontra no Anexo.

3.6 Estudando $\lambda(q_1^P)$

Podemos seccionar $\lambda(q_1^P)$ em duas partes:

- i. a primeira, $\frac{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)}{P_1^{-1}(R)} > 1$, representa o aumento da quantidade de energia vendida em resposta ao reajuste tarifário, impactado pela regra de modicidade tarifária;
- ii. a segunda, $\left[1 + \frac{\beta(q_1^P)R - C'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}\right]$, requer uma análise mais cuidadosa. Para tanto, considere o seguinte problema padrão enfrentado por um monopolista:

$$\max_q P(q)q - C(q) \quad (3.21)$$

A condição de primeira ordem (CPO) desse problema é a seguinte:

$$P'(q)q + P(q) - C'(q) = 0 \quad (3.22)$$

Portanto, temos a seguinte condição de segunda ordem (CSO):

$$P''(q)q + 2P'(q) - C''(q) \leq 0 \quad (3.23)$$

Defina agora a seguinte relação:

$$\gamma(q) = \frac{P(q) - C'(q)}{P'(q)q} \quad (3.24)$$

$$\gamma(q) = \frac{P(q) - C'(q)}{P'(q)q} \quad (3.25)$$

Esta relação, $\gamma(q)$, é exatamente a mesma que estamos aqui analisando. Note também que, para o q^* que resolve o problema acima, a condição de primeira ordem do problema implica: $\gamma(q^*) = -1$. Seguindo o raciocínio, a CSO indica que a CPO é decrescente, de modo que podemos concluir que:

$$\begin{cases} \gamma(q) > -1, \text{ quando } q > q^* \\ \gamma(q) < -1, \text{ quando } q < q^* \end{cases} \quad (3.26)$$



Para seguir a análise, aventamos a hipótese de que o preço inicial fixado pelo regulador, R , é menor do que o preço que seria escolhido livremente por uma distribuidora monopolista, P^m , o que é uma possibilidade bastante razoável.

Hipótese 1. Assuma $R < P^m$, onde:

$$P^m = P(q) = \frac{C'(q)}{\left[1 + \frac{1}{\varepsilon q}\right]} \quad (3.27)$$

Proposição 1. Seja $Q^m = P^{-1}(P^m)$ a quantidade de equilíbrio associada a um monopólio não regulado, segue que $P^{-1}(\beta(q_1^P)R) > Q^m$ e, portanto,

$$\frac{\beta(q_1^P)R - C'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} > -1 \quad (3.28)$$

Finalmente, esse resultado implica:

$$\lambda(q_1^P) > 0 \quad (3.29)$$

Para β suficientemente grande, presumo que $\lambda(q_1^P) < 1$ se, e somente se, a seguinte relação for verificada:

$$\beta(q_1^P)R - C'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)] > (1 - \beta(q_1^P))R \quad (3.30)$$

Em outras palavras, $\lambda(q_1^P) < 1$ caso a distância entre o preço reajustado e o custo marginal for maior que a distância entre o preço inicialmente fixado para o setor de energia e o preço reajustado.

A demonstração se encontra no Anexo.

4 RESULTADOS QUALITATIVOS DO MODELO

A seção anterior nos permitiu chegar a uma caracterização geral do efeito alocativo da política de modicidade tarifária. A próxima proposição caracteriza o efeito do parâmetro sobre a decisão ótima de q_1^P sob hipóteses bastante gerais. Note que tais hipóteses nada mais são do que as condições de regularidade suficientes para a existência e unicidade de solução de um problema de monopolista padrão.



Proposição 2. Suponha que $\frac{d}{dq}\left\{I(q)\left[1 + \frac{1}{\varepsilon_I(q)}\right]\right\} \leq 0$ e $A''(q) \geq 0$. Então temos que $\hat{\phi} > \phi$ implica $q_1^P(\hat{\phi}) \leq q_1^P(\phi)$.

A demonstração se encontra no Anexo.

A proposição anterior informa o efeito alocativo da política de modicidade. Com o aumento do parâmetro da modicidade ϕ , a quantidade de infraestrutura compartilhada diminui. Esse resultado já foi discutido anteriormente: o aumento da receita capturada para modicidade aumenta a queda no preço em $t=2$ da energia elétrica vendida para cada unidade de infraestrutura compartilhada. Assim, o monopolista aumenta o preço nesse mercado, diminuindo a quantidade transacionada.

Com a proposição anterior, podemos caracterizar o efeito de ϕ sob toda alocação dessa economia.

Corolário 1. Para $\hat{\phi} > \phi$ temos $y_1(\phi) > y_1(\hat{\phi})$ e $\beta(\phi) > \beta(\hat{\phi})$.

Isso significa que a produção em $t=1$ e, conseqüentemente, a quantidade consumida pelo consumidor final do setor de telecomunicações no primeiro período diminuem à medida que ϕ aumenta. Já para o setor regulado, à medida que ϕ aumenta, o preço praticado pelo monopolista do setor energético em $t=2$ diminui, acarretando um aumento de demanda para esse setor.

5 BEM-ESTAR

Os resultados da última seção informam quais são os efeitos de bem-estar para cada agente do modelo decorrentes de uma política de modicidade tarifária ϕ . O efeito de primeira ordem de tal política é a transferência de renda do monopolista do setor energético para o consumidor final ao custo de uma distorção da cadeia produtiva do setor de telecomunicações. O efeito secundário, via aumento de preço do insumo para o setor de telecomunicações, gera uma perda de lucro para a firma provedora dos serviços e uma queda no bem-estar para o consumidor final, já que um aumento nos custos de produção levam a um *pass through* desse aumento para o preço final fixado no setor. A proposição a seguir resume os efeitos de bem-estar resultantes do modelo desenvolvido na seção 3:



Proposição 3. Seja $\pi_T(\phi)$ o lucro do setor de telecomunicações, $\pi_E(\phi)$ o lucro do setor de energia,¹⁵ $W_E(\phi)$ o bem-estar do consumidor final no setor de telecomunicações e $W_T(\phi)$ o bem-estar do consumidor final no setor de energia. Para todo $\hat{\phi} > \phi$, temos:

$$\pi_T(\hat{\phi}) < \pi_T(\phi) \text{ e } \pi_E(\hat{\phi}) < \pi_E(\phi) \quad (5.1)$$

$$W_E(\hat{\phi}) > W_E(\phi) \text{ e } W_T(\hat{\phi}) < W_T(\phi) \quad (5.2)$$

A demonstração se encontra no Anexo.

O resultado acima mostra o efeito alocativo e seu impacto sobre o bem-estar de cada agente da economia. Analisamos aqui somente o mercado de telecomunicações do primeiro período e o mercado de energia do segundo período, já que apenas esses são impactados pela política de modicidade tarifária. O lucro de ambos os setores cai (π_T e π_E), assim como o excedente do consumidor do setor de telecomunicações (W_T). Por outro lado, o excedente do consumidor de energia elétrica aumenta (W_E).

Devido ao grau de generalidade do nosso modelo, resultados gerais sobre o efeito final de bem-estar (medido de maneira utilitarista)¹⁶ são impraticáveis, uma vez que dependem da fixação de formas funcionais e parâmetros do modelo. O resultado a seguir, porém, exemplifica a possibilidade de o bem-estar total da economia cair com um aumento do parâmetro de modicidade ϕ .

Proposição 4. Suponha que R seja tal que $R - C'(P^{-1}(R))| < \epsilon$, para ϵ pequeno e $F(q, k) = q$. Portanto, o bem-estar total quando temos $\phi = 0$ é maior do que o bem-estar associado a com um pequeno aumento.

A demonstração encontra-se no Anexo.

Tal resultado mostra que, ainda que a regulação do setor energético esteja arbitrariamente próxima da eficiência, com preço próximo ao custo marginal, um aumento de modicidade pode piorar o bem-estar geral da economia. Na pró-

¹⁵ O lucro do setor de telecomunicações refere-se à soma dos lucros de todas as prestadoras deste setor. Já o lucro do setor de energia corresponde àquele da distribuidora monopolista.

¹⁶ Considerando como bem-estar total a soma dos excedentes dos consumidores e dos lucros auferidos pelas firmas com pesos iguais entre eles.



xima seção, vamos dar um passo além, implementando uma versão do nosso modelo e mostrando como a modicidade pode até piorar o bem-estar dos consumidores finais, ao operar como um subsídio cruzado entre consumidores do setor de telecomunicações e consumidores do setor energético.

6 SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Nesta seção, faremos um exercício numérico de caráter exemplificativo. Ele não deve ser considerado uma estimação da situação real do mercado brasileiro, mas um meio de visualização do mecanismo apresentado. Para o exercício, utilizamos as seguintes formas funcionais:

$$T(Y) = A_T - B_T Y \quad (6.1)$$

$$P(Q) = A_E - B_E Q \quad (6.2)$$

$$C(Q) = CQ \quad (6.3)$$

$$A(q) = Aq \quad (6.4)$$

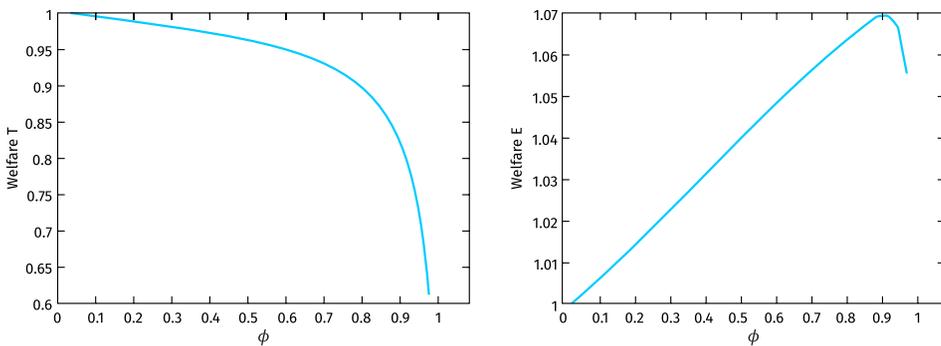
$$F(q, k) = q^\alpha k^{1-\alpha} \quad (6.5)$$

Para a calibragem do modelo, utilizamos os seguintes dados: a) a partir das informações de reposicionamento tarifário das empresas concessionárias de energia, entre os anos de 2004 a 2019, obtemos $\beta \approx 0.99$; b) utilizando os dados de consumo final das famílias no Brasil, para o ano de 2017, temos que $\frac{T(Y)Y}{P(Q)Q} \approx 2$; c) calibramos tal que a razão $\frac{qI(q)}{rk} \approx 0.1$. Para tanto, foram considerados dados da Aneel acerca do faturamento de postes para o ano de 2019 e dados de custos operacionais médios de empresas de capital aberto do setor de telecomunicações. A partir daí, a relação foi estimada; d) consideramos $\phi = 0.6$, que é o atual índice de captura de modicidade tarifária utilizado no cálculo de reposicionamento tarifário. Depois variamos esse parâmetro para ver o efeito da modicidade tarifária sobre as demais variáveis endógenas do modelo simulado.



Note que não temos, necessariamente, uma identificação completa dos parâmetros usando esses momentos, isto é, existem diversos conjuntos de parâmetros que são compatíveis com os momentos esperados. Os valores dos parâmetros utilizados na simulação foram os seguintes: $A_t = 100$, $B_t = 1$, $A_e = 70$, $B_e = 1$, $r = 30$, $\delta = 1$, $\alpha = 0,095$, $C = 25$, $N = 3$, $A = 10$, e $R = 27,5$.

Abaixo verificamos como o bem-estar dos consumidores varia em função do nível de modicidade tarifária. As medidas de bem-estar ilustradas nos gráficos indicam, para cada $\phi > 0$, a sua variação relativa ao caso em que $\phi = 0$.

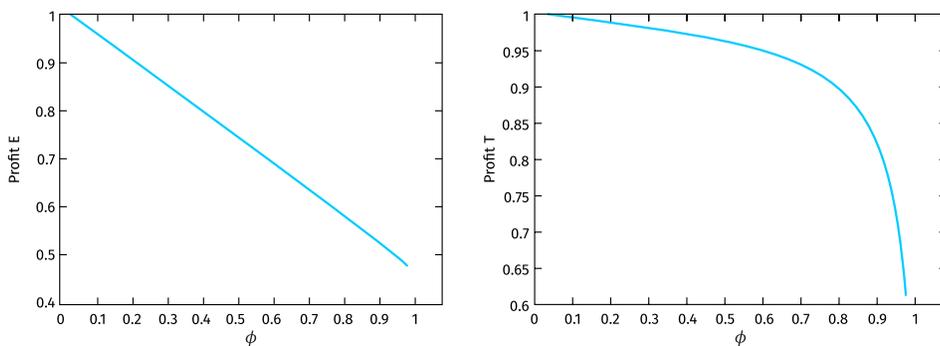


Fonte: Elaboração do autor.

Figura 1. Medidas de bem-estar do consumidor de telecomunicações e de energia

Observe que, como esperado, o bem-estar do consumidor de telecomunicações cai e o do consumidor de energia sobe, à medida que cresce o nível de captura de receitas para a modicidade tarifária. As magnitudes, porém, são bastante desproporcionais, graças à piora da alocação produtiva: um aumento de 7% no bem-estar do consumidor de energia requer uma queda de 15% no bem-estar do consumidor de telecomunicações. É interessante notar também há uma redução do ganho de bem-estar do consumidor de energia para valores altos de ϕ . Isso ocorre porque o monopolista é confrontado com um ϕ tão alto que o faturamento no mercado de compartilhamento de infraestrutura cai e, graças a esta perda de receita, o β de equilíbrio volta a subir.

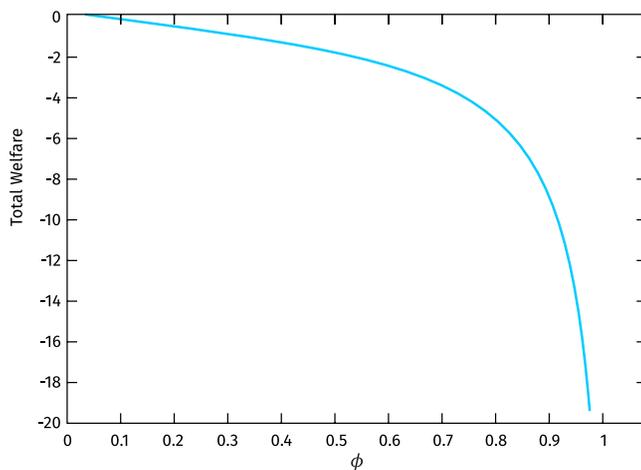
Os efeitos sobre o lucro dos setores são ilustrados a seguir:



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 2. Efeitos sobre o lucro dos setores de telecomunicações e de energia

Conforme esperado, ambos os setores têm uma queda no lucro com o aumento do grau de modicidade tarifária ϕ . Finalmente, os efeitos sobre o bem-estar geral da economia estão ilustrados no gráfico abaixo:



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 3. Efeitos sobre o bem-estar geral da economia

Mais uma vez, como predito por nosso modelo, o bem-estar total da economia cai com o aumento de ϕ .



7 EXTENSÃO: ESFORÇO DE GESTÃO E OCUPAÇÃO CLANDESTINA

Ao longo deste trabalho vimos que há evidência de que as distribuidoras de energia elétrica têm poucos incentivos para exercer uma gestão eficiente da sua infraestrutura, no que tange ao compartilhamento de postes com o setor de telecomunicações. Algumas operadoras de telecomunicações, especialmente aquelas que não detêm contratos de aluguel de postes e desejam entrar neste mercado, observam o comportamento das distribuidoras e, em muitos casos, decidem ocupar a infraestrutura de postes de maneira irregular. O baixo esforço de gestão por parte das distribuidoras reduz a probabilidade de desmobilização desta ocupação clandestina, o que torna a prática atrativa para muitas empresas. Naturalmente, este comportamento tem efeitos tanto concorrenciais quanto de segurança pública, uma vez que postes excessivamente ocupados se tornam um risco à vida, à medida que se elevam os riscos de desmoronamento desta infraestrutura.

Neste contexto, a extensão ao modelo apresentado na seção 3 busca modelar como a regra de modicidade tarifária, ao induzir um baixo esforço de gestão por parte das distribuidoras de energia elétrica, acaba por criar condições favoráveis ao crescimento da informalidade no mercado de compartilhamento de infraestrutura.

Com o intuito de verificar este resultado formalmente, considere que o setor de telecomunicações seja composto por um contínuo de firmas, em que cada uma é indexada com um parâmetro de tecnologia $\theta \in [0, \infty)$, com distribuição de probabilidade G . Para simplificar, vamos assumir que o único insumo utilizado por estas empresas seja a infraestrutura de postes. Portanto, cada operadora de telecomunicações aluga unidades q^p de poste ao preço S e produz $F(q^p, \theta) \geq 0$ unidades de seu produto final (ou seja, serviços de telecomunicações).¹⁷ Vamos admitir ainda que neste processo de produção as operadoras enfrentam custos fixos dados por $Z > 0$.¹⁸ Portanto, cada operadora de telecomunicações resolve o seguinte problema:

$$\max_{q^p} \pi(q^p, \theta) = F(q^p, \theta) - Sq^p - Z \quad (7.1)$$

17 Assume-se que os preços destes serviços de telecomunicações são normalizados iguais a 1

18 Assume-se que estes custos fixos somente são enfrentados caso a operadora de telecomunicações decida entrar no mercado, ou seja, caso sua produção final seja maior que zero.

Resolvendo o problema de maximização, no ótimo teremos:

$$F(q^P, \theta) = S \quad (7.2)$$

Com esta informação somos capazes de derivar a demanda individual de cada operadora pela infraestrutura de postes, que será definida por:

$$q^{P*}(S, \theta) = \{q^P: F(q^P, \theta) = S\} \quad (7.3)$$

Uma operadora de telecomunicações só decidirá produzir caso obtenha lucro positivo, ou seja, caso a seguinte condição seja verificada:

$$F(q^{P*}(S, \theta), \theta) - Sq^{P*}(S, \theta) - Z \geq 0 \quad (7.4)$$

Defina então o seguinte *cutoff* para o parâmetro de tecnologia, θ .

$$\theta(S) = \{\theta: F(q^{P*}(S, \theta), \theta) - Sq^{P*}(S, \theta) - Z = 0\} \quad (7.5)$$

Dessa forma, a demanda total por postes será determinada pela seguinte integral:

$$D(S) = \int_{\theta(S)}^{\infty} q^{P*}(S, \theta) dG(\theta) \quad (7.6)$$

Agora vamos admitir que, caso uma operadora de telecomunicações ocupe a infraestrutura de postes de maneira clandestina, ela enfrente apenas os custos fixos de produção. Em outras palavras, a operadora que atua de maneira irregular utiliza a infraestrutura sem incorrer em custos. Porém, caso opte pela informalidade, a operadora passa a enfrentar uma probabilidade $e \in [0,1]$ de ser auditada. Podemos interpretar esta probabilidade como uma *proxy* do nível de esforço de gestão exercido pela distribuidora de energia em relação à sua infraestrutura. Caso seja auditada, a empresa de telecomunicações clandestina recebe uma multa de valor $M > 0$ para cada unidade poste ocupada de maneira irregular.

Neste cenário, a questão natural a ser analisada é como o nível de esforço de gestão exercido pela distribuidora de energia afeta as decisões ótimas de ocupação da infraestrutura por parte das operadoras de telecomunicações. Considere então uma distribuidora monopolista que escolhe o seu nível de esforço de



gestão $e \in [0,1]$. As operadoras de telecomunicações observam o nível de esforço de gestão da distribuidora e decidem se atuam no mercado formal ou informal.

O lucro de uma operadora de telecomunicações que atua no mercado informal será dado por:

$$\pi(q^P, \theta, e) = \begin{cases} F(q^P, \theta) - Z, & \text{com probabilidade } (1 - e) \\ -Mq^P - Z, & \text{com probabilidade } e \end{cases} \quad (7.7)$$

Dessa forma, o lucro esperado de uma operadora que atua de forma clandestina será:

$$\pi^I(q^P, \theta, e) = (1 - e)F(q^P, \theta) - eMq^P - Z \quad (7.8)$$

Segue então que, caso decida atuar de forma clandestina, a operadora escolherá produzir q^P , tal que:

$$(1 - e)F(q^P, \theta) - eM = 0 \quad (7.9)$$

Logo, temos o seguinte conjunto solução:

$$q^I(\theta, e) = \left\{ q^P : F(q^P, \theta) = \frac{eM}{(1-e)} \right\} \quad (7.10)$$

Finalmente, o lucro do setor informal será:

$$\pi^I(\theta, e) = (1 - e)F(q^I(\theta, e), \theta) - eMq^I(\theta, e) - Z \quad (7.11)$$

Em contrapartida, no mercado formal, o lucro é dado por:

$$\pi^F(\theta, S) = F(q^{P*}(S, \theta), \theta) - Sq^{P*}(S, \theta) - Z \quad (7.12)$$

Diante deste conjunto de informações, as decisões de produção e atuação das operadoras de telecomunicações serão determinadas para cada parâmetro de tecnologia, ϕ , e para cada par (S, e) , conforme segue:¹⁹

¹⁹ Implicitamente, assume-se que a operadora pode escolher produzir zero e obter lucro zero, sem incorrer em custos neste caso.

i. Região de não produção:

$$\theta^N(e, S) = [0, \theta_1(e, S)] \quad (7.13)$$

Onde:

$$\theta_1(e, S) = \max\{\theta: \max\{\pi^F(\theta, S), \pi^I(\theta, e)\} \leq 0\} \quad (7.14)$$

ii. Região de informalidade (ou clandestinidade):

$$\theta^I(e, S) = \{\theta \geq \theta_1(e, S): \pi^I(\theta, e) \geq \pi^F(\theta, S)\} \quad (7.15)$$

iii. Região de formalidade:

$$\theta^F(e, S) = \{\theta \geq \theta_1(e, S): \pi^I(\theta, e) \leq \pi^F(\theta, S)\} \quad (7.16)$$

Conclui-se então que, quando incluímos o setor informal no modelo, a demanda por infraestrutura de postes enfrentada pelo distribuidor monopolista passa a ser:

$$D^F(S) = \int_{\theta^F(e, S)}^{\infty} q^{P^*}(S, \theta) dG(\theta) \quad (7.17)$$

Proposição 5. A demanda $D^F(S)$ enfrentada pela distribuidora monopolista é crescente com relação ao seu nível de esforço de gestão exercido, $e \in [0, 1]$, e decrescente com o preço de aluguel fixado, S .

A demonstração se encontra no Anexo.

A proposição 2 nos mostra que, quanto menor o esforço de gestão, maior o mercado informal. Este resultado é intuitivo e corresponde ao que, de fato, observamos atualmente neste mercado, com grande parte da infraestrutura de postes sendo ocupada de maneira irregular. Em relação ao preço de aluguel, naturalmente se espera que, quanto maior for o nível de preço fixado, maior o incentivo à ocupação informal, uma vez que o prêmio da informalidade cresce com o custo de formalização. Ademais, como vimos no modelo apresentado na seção 3, a regra de modicidade eleva o preço de entrada fixado, o que reforça o incentivo à informalidade. Em última análise, o regramento de modicidade tari-



fária atualmente em vigor reduz o esforço de gestão e eleva o preço de entrada. Ambos os resultados implicam um aumento do mercado informal de ocupação da infraestrutura.

8 SOLUÇÕES REGULATÓRIAS

O modelo aqui apresentado não é um modelo de política ótima, já que não leva em conta o grau de incerteza nos parâmetros presentes no mundo real ou interações estratégicas dos agentes em resposta a políticas implementadas. Assim, proposições de políticas devem ser baseadas na caracterização geral do modelo, e não nos seus resultados quantitativos. Além disso, políticas que mudem radicalmente a prática do cálculo de modicidade ou que insiram novos aparatos regulatórios não parecem ser eficazes para a resolução do problema apresentado.

A questão a ser solucionada diz respeito ao efeito cruzado da política de modicidade tarifária. Como o tamanho da modicidade enfrentada pelo agente depende de suas escolhas, tal efeito leva ao aumento da ineficiência alocativa do setor e, de fato, a um subsídio cruzado entre consumidores de telecomunicações e de energia elétrica. Como exemplificado na seção 6, tal política pode até reduzir o bem-estar dos consumidores finais, já que, na prática, são os mesmos que consomem energia elétrica e telecomunicações.

A inspiração para sanar o problema vem da literatura de desenho de mecanismo, particularmente do mecanismo de Vickrey-Clarke-Groves – VCG (VICKREY, 1961; CLARKE, 1971; GROVES, 1973). O mecanismo VCG separa a decisão da ação do agente do impacto dessa ação sobre o resultado alocativo de todos os agentes envolvidos. A ideia proposta para melhorar a política de modicidade segue essa linha: retirar a escolha de venda de infraestrutura do cálculo de modicidade.

No nosso modelo, a alcunha de “Outras Receitas” (OR) é representada por $I(q_1^P)q_1^P$. Assim, imagine que no modelo definíssemos:

$$OR = I(\bar{q})\bar{q} \quad (8.1)$$



Onde:

\bar{q} = quantidade de infraestrutura compartilhada com $\phi = 0$, por exemplo.

Assim, a escolha de q_1^P não entra mais na conta de modicidade e, logo, não gera o efeito distorcivo sobre as alocações, para qualquer ϕ escolhido, já que, com essa política, $\beta'(q_1^P) = 0$. Assim, uma política desse tipo acabaria com a distorção descrita neste estudo, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos assinados pelos concessionários.

Obviamente, no mundo real é inviável a escolha de um \bar{q} específico, como podemos fazer no modelo. A ideia, então, é estimar o valor de para cada firma, dadas as informações observáveis das empresas e outros estados da economia. Suponha que temos $j = 1, \dots, J$ empresas concessionárias de energia elétrica, cada uma com o conjunto de informações observáveis H_j . Assim, uma estimativa para OR_j , o valor de outras receitas que impacta o cálculo de modicidade da firma j , é:

$$\widehat{OR}_j = E[OR_j | \{H_i\}_{i \neq j}] \quad (8.2)$$

Note que OR_j independe das características da firma j , inclusive de suas escolhas. Assim, o efeito distorcivo não ocorre, e, caso o estimador seja não viesado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato é mantido.

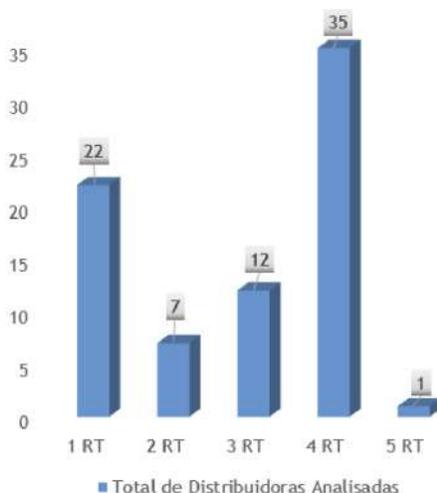
Para estimar tal variável, um método que vem sendo muito utilizado na literatura é o de controle sintético (ABADIE, [202?]; ABADIE; DIAMOND; HAINMULLER, 2010, 2015). Ele se baseia no pressuposto de que existem pesos tais que a média ponderada dos observáveis das outras empresas replica o comportamento da empresa estudada. Assim, o método de controle sintético daria um estimador não viesado para o faturamento de OR da concessionária usando apenas dados das outras firmas. Repetindo a operação para todas as firmas, teríamos um cálculo de modicidade tarifária que independesse de suas escolhas.

Existe uma literatura extensa sobre os métodos de estimação de tais modelos, com suas características e implementação (ABADIE, [202?]). Tal abordagem, porém, foge do escopo deste trabalho, podendo ser adotada num estudo subsequente.



9 AVALIAÇÃO EMPÍRICA

Nesta seção avaliaremos os impactos do mecanismo de modicidade tarifária sobre os reajustes periódicos das tarifas de energia elétrica. Para tanto, foram avaliadas revisões tarifárias de 77 distribuidoras ocorridas entre os anos de 2004 e 2019. Toda a informação utilizada nesta análise foi extraída dos dados públicos divulgados pela Aneel no âmbito de suas audiências públicas destinadas a realizar as revisões tarifárias das distribuidoras de energia.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 4. Distribuidoras analisadas por número de revisões tarifárias que realizaram

As distribuidoras analisadas tiveram entre uma e cinco revisões tarifárias no período estudado, o que possibilitou avaliar o impacto acumulado da regra de modicidade ao longo do tempo (figura 4). Os dados públicos também nos permitiram avaliar o impacto, em separado, das receitas provenientes do compartilhamento de infraestrutura e o impacto total da regra de modicidade tarifária. A avaliação a seguir obedeceu aos critérios descritos abaixo.

Primeiro, é válido retomar regra de reajuste tarifário apresentada na seção 2:

$$RT = \left[\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right] \times 100 \quad (9.1)$$



Para verificar o efeito geral da modicidade tarifária sobre a tarifa, basta compararmos o reajuste aplicado com aquele que ocorreria caso não houvesse modicidade. Essa diferença nos apresenta a perda de reajuste dada em função da modicidade. Portanto, basta calcular:

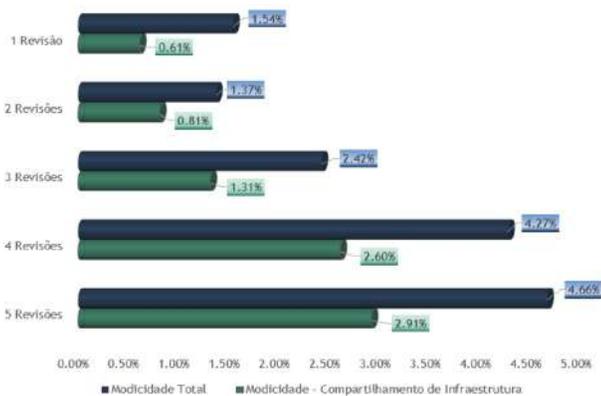
$$\left[\frac{RR}{RV} \right] - \left[\frac{RR-OR}{RV} \right] = \left[\frac{OR}{RV} \right] \quad (9.2)$$

De forma análoga, podemos isolar o efeito decorrente apenas do compartilhamento de infraestrutura. Seja RC a receita de compartilhamento de infraestrutura destinada para o cálculo de OR, temos:

$$\left[\frac{RR-OR+RC}{RV} \right] - \left[\frac{RR-OR}{RV} \right] = \left[\frac{RC}{RV} \right] \quad (9.3)$$

Naturalmente, o segundo efeito sempre será menor que o primeiro, visto que a receita de compartilhamento está incluída em OR. Note, mais uma vez, que esta perda de reajuste se acumula ao longo do tempo. Portanto, ao final de dois ciclos de reajuste, por exemplo, a perda total de uma distribuidora será dada por: $\left[\frac{OR}{RV} \right]_{t=1} \times \left[\frac{OR}{RV} \right]_{t=2}$. Após ciclos de revisão, temos a seguinte perda acumulada:

$$\prod_{t=1}^n \left[\frac{OR}{RV} \right]_t \quad (9.4)$$



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 5. Perda de reajuste acumulada por número de revisões tarifárias realizadas



A figura 5 resume os resultados médios encontrados. As distribuidoras foram agrupadas de acordo com o número de revisões realizadas. Em média, observamos que as empresas que efetuaram apenas uma revisão tiveram uma perda de reajuste devido à modicidade total de cerca de 1,5%. Grande parte dessa perda é explicada pela receita de compartilhamento destinada à modicidade. Empresas com quatro revisões, o maior grupo de estudo neste exercício, apresentam uma perda acumulada de mais de 4%, em média.

Naturalmente, buscou-se aqui realizar apenas uma breve análise descritiva dos efeitos da modicidade, uma vez que foram agrupadas distribuidoras muito heterogêneas nestes grupos de estudo. A despeito disso, os números apresentados são significativos. Apesar de sugerirem pequenas perdas de reajuste, esses percentuais acumulados têm importante impacto sobre o resultado econômico obtido pelas distribuidoras no setor elétrico. Na próxima seção apresentamos um estudo de caso que permite verificar com mais concretude os resultados aqui descritos, mostrando a abrangência do impacto financeiro resultante dessa perda de reajuste.

9.1 Estudo de caso: Cemig Distribuição S/A

Com o intuito de estudar o impacto financeiro da modicidade tarifária de forma menos abstrata, nesta seção realizamos um estudo de caso com uma das distribuidoras estudadas na seção anterior. Escolhemos analisar o caso da CEMIG Distribuição S/A. Selecionamos esta empresa por se tratar de uma distribuidora com capital aberto na bolsa de valores, o que nos permite relativizar as perdas de reajuste decorrentes da modicidade tarifária com o lucro líquido da companhia, divulgado regularmente. Além disso, a CEMIG faz parte do grupo de empresas que já tiveram suas tarifas reajustadas em quatro ciclos, o que nos permitirá avaliar impactos de longo prazo da regra de reposicionamento tarifário aqui em estudo.



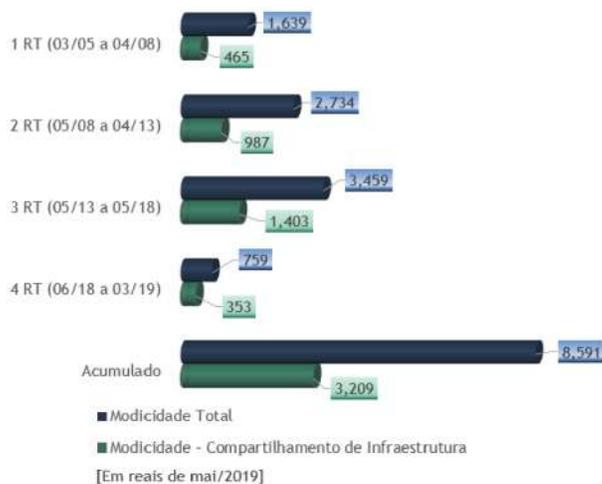
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 6. Perda de reajuste acumulada por revisão tarifária realizada (Cemig S/A)

Para realizar este estudo de caso, foram obtidos dados de receita, consumo e tarifas médias da distribuidora CEMIG no período compreendido entre março de 2005 e março de 2019. Essa coorte abrange o período entre a primeira revisão tarifária da distribuidora e o último período de dados disponibilizados pela Aneel.²⁰

A figura 6 resume as perdas percentuais de reajustes acumulados da companhia nos quatro ciclos de revisão estudados. Consideramos na análise o impacto total da regra de modicidade e o impacto resultante apenas do compartilhamento de infraestrutura. Após quatro ciclos, verificamos que a empresa teve uma perda de reajuste acumulado total de 4,58%. Quando consideramos apenas as receitas referentes ao compartilhamento de infraestrutura que foram direcionadas à modicidade tarifária, a perda de reajuste foi de 2,13%.

²⁰ Os dados públicos podem ser encontrados em Aneel ([20?]).



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 7. Perda de receita acumulada no setor de energia por revisão tarifária realizada (Cemig S/A) – em milhões de R\$

De posse destes dados, fomos capazes de calcular qual seria a tarifa média da distribuidora na ausência da regra de modicidade tarifária. Para tanto, reajustamos as tarifas médias da companhia no mês subsequente ao da revisão tarifária, considerando o cenário contrafactual em que nenhuma receita fosse direcionada para a regra de modicidade. Repetimos este exercício para os quatro ciclos de revisão. Construimos, portanto, um fluxo de receitas contrafactual ao efetivamente realizado.²¹ Após a construção do fluxo de receitas contrafactual, atualizamos estes valores com base na inflação do período, de modo que todos os dados aqui apresentados estão em reais de março de 2019. Com os dados em valores de um mesmo período de referência, calculamos a diferença entre a receita realizada e a que seria obtida no exercício contrafactual. A figura 7 resume os resultados de perdas de receita acumulada calculados após cada ciclo de revisão tarifária. Mais uma vez, separamos a análise considerando o impacto total da regra de modicidade e o efeito devido apenas ao compartilhamento de infraestrutura. Os resultados calculados são significativos. Analisando apenas o compartilhamento de infraestrutura, verificamos uma perda acumulada, nos quatorze anos estudados, de cerca de 3 bilhões de reais (média anual de 219 milhões). Quando o efeito total

²¹ Nos exercícios contrafactuais consideramos, por hipótese, o mesmo fluxo de demanda por energia realizado no caso real.



da modicidade é considerado, os valores chegam a 8,5 bilhões de reais no mesmo período (média anual de 614 milhões).²²

Para verificar a magnitude destes resultados, vamos compará-los com o lucro líquido divulgado pela CEMIG nos últimos doze meses. Note que essa perda de receita da distribuidora, na realidade, é uma perda de lucro líquido. Nos casos contrafactuais, a empresa obteria os recursos aqui estimados com os mesmos custos que enfrentou no caso concreto. Portanto, essas perdas de receita se traduzem em perdas de lucro líquido da companhia, o que aumenta significativamente a dimensão do impacto desses resultados. A CEMIG obteve, nos últimos doze meses, lucro líquido de cerca de 2 bilhões de reais.²³ Isso significa que as perdas anuais associadas à regra de modicidade representam cerca de 30% deste lucro anual. Quando consideramos apenas as receitas de compartilhamento de infraestrutura, concluímos que as perdas representam cerca de 10% do lucro anual da empresa. É um impacto não desprezível.

Vale ressaltar que os números aqui apresentados estão subestimados. Com os dados que temos à nossa disposição somos capazes apenas de construir cenários contrafactuais referentes ao setor de energia. Porém, assumindo os resultados obtidos em nosso modelo teórico, sabemos que mais contratos seriam negociados no setor de compartilhamento de postes caso não houvesse a regra de modicidade (proposição 2). Isso significa que este setor também enfrenta perdas de receita. Portanto, os números aqui apresentados só consideram o impacto da modicidade sobre a tarifa de energia, o que subestima a redução de receita que a distribuidora enfrenta.

Certamente as distribuidoras que atuam neste mercado levam esses números em consideração quando desenham a sua estratégia empresarial. Os dados deixam claro o forte incentivo econômico que elas têm em minimizar as receitas oriundas do setor de compartilhamento de infraestrutura. Essa distorção reduz o esforço de gestão dessas empresas no setor de compartilhamento de postes e aumenta os preços de entrada fixados. Os preços elevados são uma clara estratégia de barreira à entrada, com o intuito de evitar a obtenção de faturamento neste mercado. Conseqüentemente, este cenário induz o aumento da ocupação clandestina da infraestrutura por uma parcela das operadoras de telecomunicações, o que pressiona os órgãos reguladores a encontrarem soluções para o problema.

²² Todos os dados utilizados foram ajustados à inflação do período considerado.

²³ Fonte: Balanço de 31 de março de 2019 da Cemig Distribuição S/A (FUNDAMENTUS, 2019).



Naturalmente, ao não rediscutir a regra de modicidade vigente, o processo de regulação não consegue resolver a origem do problema de incentivos que afeta o setor. Está construído, dessa forma, um círculo vicioso, em que muita energia é gasta de forma ineficiente. Rediscutir a estrutura tarifária do setor elétrico é condição necessária para o reordenamento deste mercado.

10 ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

Nesta seção, faremos uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) de nível I das alternativas regulatórias que emergem deste trabalho para mitigar os problemas levantados em sua primeira seção. Os objetivos principais da AIR são orientar e subsidiar o processo regulatório, de modo que equilíbrios mais eficientes sejam alcançados. Neste sentido, aqui, vamos analisar três alternativas regulatórias a serem adotadas em relação às distorções de mercado apresentadas neste trabalho: a) manutenção do atual regramento regulatório; b) revogação das regras de modicidade tarifária no que tange ao compartilhamento da infraestrutura de postes entre os setores de energia elétrica e de telecomunicações; c) reforma da regulamentação do mecanismo de modicidade tarifária no sentido apontado na seção 8.

Neste contexto, segue-se aqui a metodologia apresentada no manual *Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR*, desenvolvida pela Subchefia de Análise e Acompanhamento de Políticas Governamentais da Presidência da República, em 2018.

10.1 Identificação do problema e base legal

A identificação do problema regulatório aqui enfrentado, assim como as suas causas e mecanismos de funcionamento, foram descritos na seção 1 e modelados nas seções de 3 a 7 deste trabalho. A atual regulamentação referente à modicidade tarifária e suas regras de cálculo foram abordadas na seção 2.

10.2 Objetivos a serem alcançados

O principal objetivo do trabalho é buscar soluções para o problema de distorção de incentivos gerado pela atual regulamentação, que determina a des-



tinação de parcela das receitas acessórias às concessões de distribuição de energia elétrica para efeito de modicidade tarifária, nos processos de revisão tarifária das distribuidoras. Naturalmente, busca-se uma solução que maximize o bem-estar social, equilibrando custos e benefícios para os principais atores afetados pela regulamentação atual.

10.3 Atores e grupos afetados

Os principais grupos afetados são os seguintes: distribuidoras de energia elétrica, prestadoras de telecomunicações, consumidores do setor de energia e do setor de telecomunicações e as agências reguladoras desses mesmos setores.

10.4 Análise das alternativas regulatórias

Nesta subseção, vamos analisar os impactos (custos e benefícios) das alternativas regulatórias a serem possivelmente adotadas sobre cada um dos atores apontados na subseção anterior. Os estudos de impacto realizados levam em conta todo o trabalho aqui desenvolvido. Após esta etapa, uma análise multicritério será feita para selecionar a melhor alternativa a ser implementada.

a) Manutenção do atual regramento regulatório

Nesta alternativa, não se propõe mudança da atual regulamentação do princípio da modicidade tarifária. Entende-se neste caso que, apesar das distorções apresentadas neste trabalho, os possíveis benefícios advindos da atual regra de modicidade superam os custos de eficiência e justificam a sua continuidade.



Quadro 1. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa A

Grupos afetados	Benefícios	Custos
Distribuidoras de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> Não há benefícios identificados para as distribuidoras de energia, sob esse cenário. 	<ul style="list-style-type: none"> Embora o setor de compartilhamento apresente menor representatividade no faturamento das distribuidoras, o efeito incidente sobre o setor de energia, em função da regra de modicidade tarifária, impõe elevadas perdas às distribuidoras. Além disso, o efeito da modicidade tarifária é carregado ao longo do tempo, o que implica perdas acumuladas ao longo dos processos de reposicionamento tarifário. As distorções oriundas da modicidade tarifária induzem menor esforço de gestão por parte das distribuidoras, o que acarreta a ocupação clandestina e desordenada de sua infraestrutura, elevando os riscos de segurança e aumentando a depreciação de sua rede.
Prestadoras de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de grande porte: tendem a se beneficiar com maior facilidade de acesso aos postes e menores preços de aluguel, especialmente devido à escala de suas operações. A regra de modicidade induz a distribuidora a praticar maiores preços de entrada, o que constitui uma barreira à entrada neste mercado e tende a beneficiar as maiores operadoras de telecomunicações. 	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de pequeno porte: maior dificuldade de acesso à infraestrutura, devido à saturação de grande parte da rede de postes e da cobrança de maiores preços de aluguel (preços de entrada) para este grupo de operadoras, uma vez que as distribuidoras evitam obter receitas neste setor. Prestadoras do mercado formal: a regra de modicidade reduz o esforço de gestão por parte das distribuidoras, o que aumenta o mercado informal. Essa prática leva a um cenário desleal de competição de custos com as prestadoras que ocupam a rede de postes de maneira clandestina.
Consumidores finais de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> A regra de modicidade reduz o reposicionamento tarifário deste setor, o que se traduz em preços menores a serem arcados pelos consumidores de energia elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> A modicidade tarifária reduz o esforço de gestão das distribuidoras, o que gera riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes.



Grupos afetados	Benefícios	Custos
Consumidores finais de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none"> Não há benefícios identificados para este grupo de consumidores sob este cenário. 	<ul style="list-style-type: none"> A regra de modicidade induz barreiras de entrada neste mercado. Mercados mais concentrados têm preços maiores, reduzindo o bem-estar dos consumidores. Esse efeito é mitigado com o crescimento da ocupação informal, o que reduz os custos de operação para parte das operadoras de telecomunicações. A modicidade tarifária reduz o esforço de gestão das distribuidoras, o que gera riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes. Há o subsídio cruzado com o setor de distribuição de energia, o que tende a aumentar os custos dos serviços de telecomunicações.
Governo: agências reguladoras (Aneel e Anatel)	<ul style="list-style-type: none"> A regra de modicidade tarifária é interpretada como um benefício ao consumidor, na medida em que funciona como um redutor da tarifa de energia elétrica. Neste sentido, ela se traduz, na visão da população em geral, em um bom instrumento regulatório. 	<ul style="list-style-type: none"> A atual regulamentação gera uma série de distorções no setor de compartilhamento de infraestrutura, o que demanda elevado esforço institucional direcionado para a resolução de conflitos, coordenação entre as agências e constante trabalho de revisão da regulamentação. O não enfrentamento do problema gerador impõe custos constantes ao poder público, oriundos da presente regulamentação.

Fonte: Elaboração do autor.

b) Revogação das regras de modicidade tarifária no que tange ao compartilhamento da infraestrutura de postes entre os setores de energia elétrica e de telecomunicações

A título de clareza, essa alternativa não propõe a revogação total do regramento de modicidade, mas apenas da parte que trata do compartilhamento de postes. Sob esta perspectiva, a proposta busca resolver pontualmente os problemas aqui levantados. A revogação parcial do regramento de modicidade pode ser uma vantagem, do ponto de vista político e institucional, quanto aos seus custos de implementação.

Quadro 2. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa B

Grupos afetados	Benefícios	Custos
Distribuidoras de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> Neste cenário, são sanados os efeitos cruzados entre os setores de compartilhamento e distribuição (no que tange ao compartilhamento da infraestrutura de postes). As distribuidoras passam a ter fortes incentivos a atuar no mercado de compartilhamento, elevando seu esforço de gestão, reduzindo riscos regulatórios oriundos da negligência quanto à gestão dos postes e aferindo ganhos econômicos da exploração desta atividade acessória ao objeto da concessão. 	<ul style="list-style-type: none"> Mantém-se o desconto do reajustamento das suas tarifas de energia elétrica em função do regramento de modicidade tarifária. Porém, a distribuidora deixa de ter as distorções de incentivos apresentadas ao longo deste trabalho.
Prestadoras de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de grande porte: tendem a se beneficiar com um maior esforço de gestão das distribuidoras, na medida em que há uma redução do mercado informal. Prestadoras de pequeno porte: são beneficiadas com um preço de entrada menor (corolário 1) em relação ao cenário padrão com modicidade. Portanto, as barreiras à entrada neste mercado são reduzidas. 	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de grande porte: as distribuidoras, à medida que passam a ter interesses econômicos no setor de compartilhamento, tendem a ter mais incentivos a renegociar contratos antigos a preços maiores. Prestadoras clandestinas: as prestadoras que atuam de forma irregular no cenário com modicidade tendem a ter um choque de custos, uma vez que as distribuidoras passam a produzir maior esforço de gestão e a regular a ocupação clandestina.
Consumidores finais de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> A revogação de parte do regramento de modicidade tarifária aumenta o esforço de gestão das distribuidoras, o que reduz os riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes. 	<ul style="list-style-type: none"> O fim da regra de modicidade (para o setor de compartilhamento) deve aumentar o reposicionamento tarifário deste setor, o que se traduz em preços maiores a serem arcados pelos consumidores de energia elétrica.



Grupos afetados	Benefícios	Custos
Consumidores finais de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none">• A revogação de parte do regramento de modicidade tarifária aumenta o esforço de gestão das distribuidoras, o que reduz os riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes.• A revogação de parte do regramento de modicidade reduz as barreiras de entrada neste mercado. Mercados mais competitivos têm preços menores, aumentando o bem-estar dos consumidores. Esse efeito é mitigado com a redução da ocupação informal, o que eleva os custos de operação para parte das operadoras de telecomunicações.• É dado fim ao subsídio cruzado com o setor de distribuição de energia, o que tende a reduzir os custos dos serviços de telecomunicações.	<ul style="list-style-type: none">• Não há custos identificados para este grupo de consumidores sob este cenário.
Governo: agências reguladoras (Aneel e Anatel)	<ul style="list-style-type: none">• Há uma redução dos custos institucionais relacionados às distorções geradas pela regra de modicidade tarifária.• A reordenação e a melhora do funcionamento do setor de compartilhamento podem ser traduzidas em ganhos de imagem para as agências.	<ul style="list-style-type: none">• A regra de modicidade tarifária é interpretada como um benefício ao consumidor, pois funciona como um redutor da tarifa de energia elétrica. Neste sentido, a regra de revogação da modicidade pode enfrentar importantes custos políticos de implementação.

Fonte: Elaboração do autor.

c) Reforma da regulamentação do mecanismo de funcionamento da modicidade tarifária nos termos apresentados na seção 8



Nesta alternativa, mantém-se o princípio da modicidade tarifária, mas se altera a sua regulamentação, com o intuito de redirecionar os incentivos de atuação no mercado de compartilhamento de infraestrutura. Neste cenário, as distribuidoras seguem sofrendo redução do seu reposicionamento tarifário em função do princípio de modicidade, porém as receitas consideradas para efeito de cálculo da modicidade tarifária deixam de ser função da decisão individual de cada distribuidora e passam a ser produto das decisões de todas as distribuidoras do mercado. Em outras palavras, as decisões tomadas por cada distribuidora individualmente deixam de ser determinantes para o seu reposicionamento tarifário. Diante disso, resta à distribuidora atuar de forma eficiente no mercado de compartilhamento e maximizar as suas receitas. Este mecanismo soluciona os problemas de distorção de incentivos apresentados ao longo deste trabalho.

Quadro 3. Grupos afetados, benefícios e custos da alternativa C

Grupos afetados	Benefícios	Custos
Distribuidoras de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> Neste cenário, são sanados os efeitos cruzados entre os setores de compartilhamento e de distribuição. As distribuidoras passam a ter fortes incentivos para atuar no mercado de compartilhamento, elevando seu esforço de gestão, reduzindo riscos regulatórios oriundos da negligência quanto à gestão dos postes e aferindo ganhos econômicos da exploração desta atividade acessória ao objeto da concessão. 	<ul style="list-style-type: none"> Não há custos identificados para as distribuidoras de energia sob esse cenário.
Prestadoras de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de grande porte: tendem a se beneficiar com um maior esforço de gestão das distribuidoras, na medida em que há uma redução do mercado informal. Prestadoras de pequeno porte: são beneficiadas com um preço de entrada menor (corolário 1) em relação ao cenário com modicidade. Portanto, as barreiras à entrada neste mercado são reduzidas. 	<ul style="list-style-type: none"> Prestadoras de grande porte: as distribuidoras, à medida que passam a ter interesses econômicos no setor de compartilhamento, tendem a ter mais incentivos a renegociar contratos antigos a preços maiores. Prestadoras clandestinas: são prestadoras que atuam de forma irregular no cenário com modicidade tendem a ter um choque de custos, uma vez que as distribuidoras passam a exercer maior esforço de gestão e a regular a ocupação clandestina.



Grupos afetados	Benefícios	Custos
Consumidores finais de energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> • A reformulação da regulamentação da modicidade tarifária induz o aumento do esforço de gestão das distribuidoras, o que reduz os riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes. • A continuidade da regra de modicidade reduz o reposicionamento tarifário deste setor, o que se traduz em preços menores a serem arcados pelos consumidores de energia elétrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Não há custos identificados para este grupo de consumidores sob este cenário.
Consumidores finais de serviços de telecomunicações	<ul style="list-style-type: none"> • A reformulação da regulamentação da modicidade tarifária induz o aumento do esforço de gestão das distribuidoras, o que reduz os riscos de segurança associados à ocupação irregular da infraestrutura de postes. • Sob este cenário, há redução das barreiras de entrada neste mercado. Mercados mais competitivos têm preços menores, aumentando o bem-estar dos consumidores. Esse efeito é mitigado com a redução da ocupação informal, o que aumenta os custos de operação para parte das operadoras de telecomunicações. • É dado fim ao subsídio cruzado com o setor de distribuição de energia, o que tende a reduzir os custos dos serviços de telecomunicações. 	<ul style="list-style-type: none"> • Não há custos identificados para este grupo de consumidores sob este cenário.
Governo: agências reguladoras (Aneel e Anatel)	<ul style="list-style-type: none"> • Há redução dos custos institucionais relacionados às distorções geradas pela regra de modicidade tarifária. • A reordenação e a melhora do funcionamento do setor de compartilhamento podem ser traduzidas em ganhos de imagem para as agências. • A regra de modicidade tarifária é interpretada como um benefício ao consumidor, na medida em que funciona como um redutor da tarifa de energia elétrica. Neste sentido, ao manter a regra de modicidade, esta alternativa não enfrenta os custos políticos de implementação relacionados à alternativa B. 	<ul style="list-style-type: none"> • Por ser tecnicamente mais elaborada, essa alternativa pode envolver maiores custos de regulamentação e implementação operacional.

Fonte: Elaboração do autor.



10.5 Análise multicritério

Nesta subseção, faremos uma análise multicritério informal: *multicritério*, porque consideraremos para a tomada de decisão não apenas aspectos técnicos e econômicos, mas também sociais e políticos; *informal*, porque não utilizaremos uma matriz de desempenho tradicionalmente usada nesta metodologia, o que fugiria do escopo deste trabalho.

Como vimos, o regramento de modicidade tarifária afeta toda a cadeia do mercado de distribuição de energia elétrica e de serviços de telecomunicações que utilizam a rede de infraestrutura de postes como suporte para a oferta destes serviços. Portanto, deseja-se encontrar uma solução que produza um equilíbrio com maior nível de bem-estar para os atores afetados pelo problema.

Os quadros de custo e benefício analisados anteriormente nos revelam que a alternativa A é aquela que gera o equilíbrio com menor nível de bem-estar social, a despeito de prever um menor custo de implementação, na medida em que não exige mudanças de regulamentação. A alternativa B, por sua vez, tem o mérito de solucionar os problemas de distorção de incentivos amplamente estudados neste trabalho. Porém, enfrenta maiores custos políticos de implementação, uma vez que a regra de modicidade tarifária é vista pela sociedade como um benefício justo a ser concedido ao consumidor do mercado de energia elétrica. Dessa forma, concluímos que a melhor alternativa a ser implementada é a C. Esta opção tem o mérito de sanear os problemas de distorção de incentivos gerados pela atual regulamentação em vigor sem desprezar a aplicação do princípio da modicidade tarifária no processo de reposicionamento tarifário. Neste sentido, do ponto de vista político e institucional, esta alternativa apresenta um menor custo de implementação. O principal custo advindo dela é, possivelmente, o de regulamentação e operacionalização, uma vez que apresenta requisitos técnicos de implementação mais elaborados. A despeito disso, acreditamos que estes desafios técnicos são contornáveis pelas agências reguladoras e que esta alternativa se mostra a mais adequada dentre as analisadas.

11 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O mercado de telecomunicações é um dos mais importantes da economia pelo seu impacto sobre a produtividade de diferentes setores (*spillover effect*). Em outras palavras, serviços de telecomunicações são insumos utilizados em



praticamente toda a cadeia produtiva da economia. Portanto, este setor precisa ter uma regulamentação que lhe permita operar de forma eficiente, de modo que não apenas os consumidores mas também o setor produtivo sejam adequadamente atendidos por estes serviços.

Devido ao arcabouço de infraestrutura instalado no Brasil, há uma forte sinergia entre os setores de energia e de telecomunicações. Especialmente nos serviços de banda larga fixa, há grande dependência do setor de telecomunicações em relação ao de energia, pois o primeiro utiliza as redes do setor elétrico como suporte para a distribuição dos seus serviços dentro do país. A infraestrutura do setor de energia, portanto, garante capilaridade ao setor de telecomunicações no território nacional.

Como vimos, devido à estrutura regulamentar vigente no Brasil, especialmente no que tange ao regramento de modicidade tarifária, temos uma série de distorções de incentivos de mercado que, historicamente, tem levado a um equilíbrio não satisfatório no setor de compartilhamento de infraestrutura. Este trabalho buscou modelar este problema e oferecer soluções para que seja alcançado um equilíbrio de mercado com maior nível de bem-estar para consumidores e empresas atuantes nos setores de telecomunicações e de energia.

Após realizar uma análise de impacto regulatório, concluímos que a melhor solução regulatória para o problema, levando em consideração aspectos técnicos, econômicos e sociais, é reformar a regulamentação tarifária do setor de energia, porém mantendo o princípio da modicidade tarifária vigente. Do ponto de vista político, revogar este princípio pode envolver custos institucionais importantes, de modo que se sugere aqui uma solução que redirecione corretamente os incentivos econômicos e mantenha o princípio da modicidade tarifária. Essa análise não afasta, entretanto, a hipótese de sua revogação, a qual, por sua vez, também tem o mérito de redirecionar incentivos neste mercado, que é o objetivo final a ser atingido.

Por fim, cabe salientar que as propostas de revisão regulamentar presentes neste trabalho alteram os incentivos de mercado que passarão a ser válidos a partir de sua implementação. Porém, estas propostas não atacam, de maneira direta, o problema da infraestrutura de poste já ocupada. Apesar de redirecionarem os incentivos dos atores deste mercado, caberá às agências reguladoras discutirem, de forma paralela, estratégias para a regularização de tal passivo. Esta medida exigirá a definição de requisitos mínimos de regularização, de metas a serem cumpridas



e de ações de acompanhamento e fiscalização do processo. Em última análise, o reordenamento deste setor fundamental da economia exigirá tanto a reforma do sistema de regulamentação quanto a formulação de estratégias regulatórias para reorganizar a ocupação atual da infraestrutura de postes do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

ABADIE, Alberto. Using Synthetic Controls: Feasibility, Data Requirements, and Methodological Aspects. **Journal of Economic Literature**, [202?].

ABADIE, Alberto; DIAMOND, Alexis; HAINMUELLER, Jens. Synthetic Control Methods for Comparative Case Studies: Estimating the Effect of California's Tobacco Control Program. **Journal of the American Statistical Association**, v. 105, p. 493-505, jun. 2010.

ABADIE, Alberto; DIAMOND, Alexis; HAINMUELLER, Jens. Comparative Politics and the Synthetic Control Method. **American Journal of Political Science**, v. 59, n. 2, p. 495-510, 2015.

ABNT. NBR 15.214: **Rede de distribuição de energia elétrica – compartilhamento de infraestrutura com redes de telecomunicações**. Brasília, 2005.

ANATEL; ANEEL. **Resolução conjunta nº 4**. Brasília, 16 dez. 2014.

ANATEL; ANEEL. **Consulta pública para análise de impacto regulatório: revisão da regulamentação de compartilhamento de postes de energia elétrica por prestadoras de serviços de telecomunicações**. Brasília, 2018.

ANATEL; ANEEL; ANP. **Resolução conjunta nº 1**. Brasília, 24 nov. 1999.

ANATEL; ANEEL; ANP. **Resolução conjunta nº 2**. Brasília, 27 mar. 2001.

ANEEL. **Nota técnica nº 122/2005-SRE/ANEEL: metodologias para revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Brasília, 2005.

ANEEL. **Procedimentos de regulação tarifária**. Módulo 8: permissionárias de distribuição. Submódulo 8.1: revisão tarifária periódica. Brasília, 2018a.

ANEEL. **Procedimentos de regulação tarifária**. Módulo 2: revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição. Submódulo 2.7: outras receitas. Brasília, 2018b.

ANEEL. **Dados de receita e volume da CEMIG**. Brasília, [20?]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em: 10 dez. 2019.

BRASIL. Presidência da República. Subchefia de Análise e Acompanhamento de Políticas Governamentais [et. al]. **Diretrizes gerais e guia orientativo para elaboração de Análise de Impacto Regulatório – AIR**. Brasília, 2018.



CLARKE, Edward. Multipart pricing of public goods. **Public Choice**, v. 11, p. 17-33, 1971.

FERNANDES, Eduardo. Compartilhamento de infraestrutura. *In*: PAINEL TELEBRASIL, 63., 2019, Brasília. **Anais [...]**. Brasília: Aneel, 2019.

FUNDAMENTUS. **Dados de lucratividade da CEMIG**. Balanço de 31 de março de 2019. Disponível em: <https://www.fundamentus.com.br/detalhes.php?papel=CMIG3>. Acesso em: 10 dez. 2019.

GROVES, Theodore. Incentive in teams. **Econometrica**, v. 41, p. 617-631, 1973.

SILVA, Carlos; CARRAZZA, Luis. Tratamento de outras receitas na tarifa de distribuição de energia elétrica: aspectos regulatórios e potenciais contribuições para a modicidade tarifária. **Revista Brasileira de Energia**, v. 18, n. 2, p. 137-153, 2012.

VICKREY, William. Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders. **Journal of Finance**, v. 16, p. 8-37, 1961.





ANEXO

A) Demonstração: escolha ótima de

Derivando os lucros $\pi_1(q_1^P), \pi_2(q_1^P)$, respectivamente, com relação a q_1^P , temos que:

$$\pi_1'(q_1^P) = I'(q_1^P)q_1^P + I(q_1^P) - A'(q_1^P)$$

e

$$\pi_2'(q_1^P) = \beta'(q_1^P)RP_1^{-1}(\beta(q_1^P)R) - \beta'(q_1^P)R \left[\frac{\beta(q_1^P)R - C[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} \right]$$

Desse modo, a condição de primeira ordem do problema da distribuidora monopolista é a seguinte:

$$\pi_1'(q_1^P) + \delta\pi_2'(q_1^P) = 0$$

de modo que,

$$I'(q_1^P)q_1^P + I(q_1^P) + \delta\beta'(q_1^P)R \left\{ P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R) + \left[\frac{\beta(q_1^P)R - C[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} \right] \right\} = A'(q_1^P)$$

Usando a definição de $\beta'(q_1^P)$, apresentada na seção 3.3, podemos reescrever a equação acima da seguinte forma:

$$[I'(q_1^P)q_1^P + I(q_1^P)] \left\{ 1 - \delta\phi \frac{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)}{P_1^{-1}(R)} \left[1 + \frac{\beta(q_1^P)R - C[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} \right] \right\} = A'(q_1^P)$$

Definimos, então, que:

$$\lambda(q_1^P) = \frac{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)}{P_1^{-1}(R)} \left[1 + \frac{\beta(q_1^P)R - C[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q_1^P)R)]} \right]$$

Finalmente, concluímos que:

$$[I'(q_1^P)q_1^P + I(q_1^P)][1 - \delta\phi\lambda(q_1^P)] = A'(q_1^P)$$

B) Demonstração: proposição 1

Primeiro note que a condição de segunda ordem do problema implica que a condição de primeira ordem é decrescente. Portanto, para $q > q^*$:

$$P'(q)q + P(q) - C'(q) < 0 \Rightarrow \gamma(q) = \frac{P(q) - C'(q)}{P'(q)q} > -1$$

$$P'(q)q + P(q) - C'(q) > 0 \Rightarrow \gamma(q) = \frac{P(q) - C'(q)}{P'(q)q} < -1$$

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow 1 + \frac{\beta R - C'[q_1^P(\beta R)]}{q_1^P(\beta R)P'[q_1^P(\beta R)]} < \frac{q_1^P(R)}{q_1^P(\beta R)}$$

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow q_1^P(\beta R)P'[q_1^P(\beta R)] + \beta R - C'[q_1^P(\beta R)] > q_1^P(R) P'[q_1^P(\beta R)]$$

Analogamente, para $q < q^*$:

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow \beta R - C'[q_1^P(\beta R)] > [q_1^P(R) - q_1^P(\beta R)]P'[q_1^P(\beta R)]$$

Agora, para o caso em que $\lambda(q_1^P) < 1$, temos:

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow 1 + \frac{\beta R - C'[q_1^P(\beta R)]}{q_1^P(\beta R)P'[q_1^P(\beta R)]} < \frac{q_1^P(R)}{q_1^P(\beta R)}$$

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow q_1^P(\beta R)P'[q_1^P(\beta R)] + \beta R - C'[q_1^P(\beta R)] > q_1^P(R) P'[q_1^P(\beta R)]$$

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow \beta R - C'[q_1^P(\beta R)] > [q_1^P(R) - q_1^P(\beta R)]P'[q_1^P(\beta R)]$$

Para próximo β de 1, podemos utilizar a seguinte aproximação:

$$P'[q_1^P(\beta R)] \approx \frac{P[q_1^P(\beta R)] - P[q_1^P(R)]}{q_1^P(\beta R) - q_1^P(R)}$$

Portanto,

$$\lambda(q_1^P) < 1 \Leftrightarrow \beta R - C'[q_1^P(\beta R)] > (1 - \beta)R$$



C) Demonstração: proposição 2

Temos que para qualquer $\phi \in \{0,1\}$, $q_1^P(\phi)$, resolve:

$$I(q_1^P) \left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q_1^P)}} \right] = \frac{A'(q_1^P)}{[1 - \delta\phi\lambda(q_1^P)]}$$

Note que, para $\hat{\phi} > \phi$, temos:

$$\frac{A'(q)}{[1 - \delta\hat{\phi}\hat{\lambda}(q)]} > \frac{A'(q)}{[1 - \delta\phi\lambda(q)]}$$

Onde: $\hat{\lambda}(q) = \frac{P_1^{-1}(\hat{\beta}(q)R)}{P_1^{-1}(R)} \left[1 + \frac{\hat{\beta}(q)R - C'[P_1^{-1}(\hat{\beta}(q)R)]}{P_1^{-1}(\hat{\beta}(q)R)P'[P_1^{-1}(\hat{\beta}(q)R)]} \right]$ e $\hat{\beta}(q) = 1 - \hat{\phi} \frac{I(q)q}{RP_1^{-1}(R)}$, pois temos $\frac{d}{d\phi} \beta(q) < 0$, $\frac{d}{d\beta} \frac{P_1^{-1}(\beta(q)R)}{P_1^{-1}(R)} < 0$, e $\frac{d}{d\beta} \frac{\beta(q)R - C'[P_1^{-1}(\beta(q)R)]}{P_1^{-1}(\beta(q)R)P'[P_1^{-1}(\beta(q)R)]} < 0$, como já argumentado na proposição 1. As desigualdades acima implicam que $\frac{d}{d\beta} \lambda(q) < 0$. Note também que $\frac{d\lambda}{d\beta} = \frac{d\lambda}{d\beta} \frac{d\beta}{dq} > 0$. Então, temos que $I(q) \left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q)}} \right]$ é decrescente em q e $\frac{A'(q)}{[1 - \delta\phi\lambda(q)]}$ é crescente em q , de modo que:

$$\begin{aligned} I(q(\hat{\phi})) \left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q(\hat{\phi}))}} \right] &= \frac{A'(q(\hat{\phi}))}{[1 - \delta\hat{\phi}\hat{\lambda}(q(\hat{\phi}))]} > \frac{A'(q(\phi))}{[1 - \delta\phi\lambda(q(\phi))]} \\ &= I(q(\phi)) \left[1 + \frac{1}{\varepsilon_{I(q(\phi))}} \right] \end{aligned}$$

Isso, finalmente, implica que $q(\hat{\phi}) < q(\phi)$, como queríamos demonstrar.

D) Demonstração: proposição 3

Vamos demonstrar cada resultado da proposição, conforme segue:

- i. $\pi_T(\hat{\phi}) < \pi_T(\phi)$: Pela proposição 2, $q_1^P(\hat{\phi}) < q_1^P(\phi)$, defina $w(\phi) = I(Nq_1^P(\phi))$, o preço praticado com parâmetro ϕ , temos $w(\phi) < w(\hat{\phi})$. Defina também $y(\phi) = F(q(\phi), k(\phi))$. O lucro do setor no segundo período independe de e no primeiro período temos que:

$$\begin{aligned} \pi(\hat{\phi}) &= y(\hat{\phi})T(Ny(\hat{\phi})) - w(\hat{\phi})q(\hat{\phi}) - rk(\hat{\phi}) \geq y(\phi)T(y(\phi) + \\ &(N-1)y(\hat{\phi})) - w(\hat{\phi})q(\phi) - rk(\phi) \geq y(\phi)T(y(\phi) + (N-1)y(\hat{\phi})) - \\ &w(\phi)q(\phi) - rk(\phi) \geq \pi(\phi) \end{aligned}$$



- ii. $\pi_E(\hat{\phi}) < \pi_E(\phi)$: Note que $R < P^m$, onde P^m é o preço de monopólio. Logo, temos que o lucro do setor regulado com preço βR é menor quanto menor o β . Como o preço relativo ao setor de telecomunicações é de escolha irrestrita, o lucro cai monotonicamente com β .
- iii. $W_E(\hat{\phi}) > W_E(\phi)$: Note que, pela proposição 2, temos que $\beta(\hat{\phi}) < \beta(\phi)$. Então, a diferença de bem-estar entre $\hat{\phi}$ e ϕ é:

$$\begin{aligned} \Delta W_E &= \delta \left\{ \int_{P^{-1}(\beta(\phi)R)}^{P^{-1}(\beta(\hat{\phi})R)} P(x) dx - \beta(\hat{\phi})RP^{-1}(\beta(\hat{\phi})R) \right. \\ &\quad \left. + R\beta(\phi)P^{-1}(R\beta(\phi)) \right\} \\ &\geq \delta \left\{ (R\beta(\hat{\phi})[P^{-1}(R\beta(\hat{\phi})) - P^{-1}(R\beta(\phi))] \right. \\ &\quad \left. - \beta(\hat{\phi})RP^{-1}(\beta(\hat{\phi})R) + R\beta(\phi)P^{-1}(R\beta(\phi)) \right\} \\ &\geq \delta \left\{ (R\beta(\phi) - R\beta(\hat{\phi}))P^{-1}(R\beta(\phi)) \right\} \geq 0 \end{aligned}$$

- iv. $W_T(\hat{\phi}) < W_T(\phi)$: Temos que $y(\phi) > y(\hat{\phi})$ e a diferença de bem-estar entre $\hat{\phi}$ e ϕ é:

$$\Delta W_T = - \left\{ \int_{Ny(\hat{\phi})}^{Ny(\phi)} T(x) dx - Ny(\hat{\phi})T(Ny(\hat{\phi})) + Ny(\phi)T(Ny(\phi)) \right\} \leq 0,$$

onde a desigualdade segue de um argumento análogo ao item anterior.

E) Demonstração: proposição 4

Seja $TW(\phi)$ o bem-estar total dessa economia, isto é, a soma do lucro do setor de telecomunicações, $\pi_T(\phi)$, do lucro do setor de energia, $\pi_E(\phi)$, do excedente do consumidor final do setor de telecomunicações, $W_T(\phi)$, e do excedente do consumidor do setor de energia, $W_E(\phi)$, temos que:

$$TW(\phi) = \pi_T(\phi) + \pi_E(\phi) + W_T(\phi) + W_E(\phi)$$

Segue que:

$$\begin{aligned} \pi_T(\phi) - \pi_T(0) &= Ny(\phi)T(Ny(\phi)) - Ny(\phi)w(\phi) - Ny(0)T(Ny(0)) + Ny(0)w(0) \\ \pi_E(\phi) - \pi_E(0) &= Nq(\phi)w(\phi) - A(y(\phi)) - Ny(0)w(0) + A(y(0)) \\ &\quad + \delta \{ \beta(\phi)RP^{-1}(\beta(\phi)R) - C(P^{-1}(\beta(\phi)R)) - RP^{-1}(R) - C(P^{-1}(R)) \} \end{aligned}$$

$$W_T(\phi) - W_T(0) = - \left\{ \int_{Ny(\phi)}^{Ny(0)} T(x) dx - Ny(0)T(Ny(0)) + Ny(\phi)T(Ny(\phi)) \right\}$$

$$W_E(\phi) - W_E(0) = \delta \left\{ \int_{P^{-1}(R)}^{P^{-1}(\beta(\phi)R)} P(x) dx - \beta(\phi)RP^{-1}(\beta(\phi)R) + RP^{-1}(R) \right\}$$

Diferenciando em relação a ϕ e avaliando em $\phi = 0$, temos que:

$$\pi'_T(0) = Ny'(0)T(Ny(0)) + Ny(0)T'(Ny(0))Ny'(0) - Ny'(0)w(0) - Ny(0)w'(0)$$

$$\pi'_E(0) = Ny'(0)w(0) + Ny(0)w'(0) - A'(y(0))y'(0) + \delta R\beta'(0) \left\{ P^{-1}(R) + \frac{R - C'(P^{-1}(R))}{P'(P^{-1}(R))} \right\}$$

$$W'_T(0) = -\delta R\beta'(0)P^{-1}(R)$$

$$W'_E(0) = -y'(0)N^2y(0)T'(Ny(0))$$

Portanto, a variação no bem-estar será:

$$TW'(0) = y'(0)[NT(Ny(0)) - A'(y(0))] + \delta R\beta'(0) \left\{ \frac{R - C'(P^{-1}(R))}{P'(P^{-1}(R))} \right\}$$

Segue da proposição 2 que $y'(0) < 0$; pela determinação de preços do monopolista para o bem intermediário, temos $NT(Ny(0)) - A'(y(0)) > 0$.

Pela hipótese, $\delta R\beta'(0) \left\{ \frac{R - C'(P^{-1}(R))}{P'(P^{-1}(R))} \right\} < k\epsilon$; então temos $TW'(0) < 0$, provando o estabelecido na proposição 4.

F) Demonstração: proposição 5

Para $e < e'$ e $S > 0$ concluímos que $\theta^F(e, S) \subset \theta^F(e', S)$. Agora note que, para $S < S'$ e qualquer $e \in [0, 1]$, concluímos que $\theta^F(e, S') \subset \theta^F(e, S)$. Portanto, a função demanda, $D^F(e, S)$, é crescente com o nível de esforço de gestão, $e \in [0, 1]$, e decrescente com o preço de aluguel fixado, S .

Menção Honrosa

Weber Ramos Ribeiro Filho*

**Aprimoramento dos aspectos
concorrenciais e regulatórios do
setor elétrico brasileiro perante os
desafios da expansão da geração
distribuída e da ampliação do
mercado livre de energia elétrica**

* Mestre em Teoria Econômica pela Universidade Estadual de Maringá. Engenheiro de Regulação da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

O presente trabalho visa enriquecer os debates acerca da modernização do Setor Elétrico Brasileiro apresentando propostas concretas de aprimoramento do marco regulatório setorial. Tais propostas foram construídas para atender a objetivos predefinidos, e sua modelagem foi baseada no uso de “diagramas de fluxos” que permitem uma compreensão clara e certa dos reais efeitos que se espera obter com a implantação das alternativas regulatórias ora sugeridas. De forma mais específica, o trabalho concentrou sua análise em duas frentes. A primeira delas focou em apresentar um novo modelo tarifário para a Baixa Tensão que possibilite a acomodação harmônica das novas tecnologias associadas aos Recursos Energéticos Distribuídos – REDs e que, ao mesmo tempo, não comprometa o equilíbrio econômico financeiro das concessionárias atuantes no setor elétrico nacional. Na segunda frente de análise foi apresentada uma série de instrumentos regulatórios que, em seu conjunto, constitui o desenho de um novo modelo de comercialização de energia elétrica que seja capaz de assegurar a expansão do mercado livre sem desprezar os contratos vigentes (legados). Ressalta-se que todas as propostas foram norteadas pelos objetivos e princípios elencados na Consulta Pública MME nº 33/2017 e nos documentos que a acompanham. Neste sentido, espera-se que as propostas possam contribuir de maneira efetiva com este esforço louvável de modernizar o arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Palavras-chave: Mercado de energia elétrica; Recursos Energéticos Distribuídos; modelo tarifário; expansão do mercado livre; modelo de comercialização de energia elétrica.



SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	291
2 CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO:	
ASPECTOS FÍSICOS E ECONÔMICOS	293
2.1 Cadeia produtiva do setor elétrico: o modelo clássico	293
2.2 Transformações tecnológicas e a nova cadeia produtiva do setor elétrico	295
2.3 Regulação econômica do SEB: alocação de riscos e remuneração dos agentes	298
2.3.1 Regulação econômica do segmento de geração de energia elétrica	299
2.3.2 Regulação econômica do segmento de transmissão de energia elétrica	302
2.3.3 Regulação econômica do segmento de distribuição de energia elétrica	303
3 ACOMODAÇÃO DAS NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)	306
3.1 Contextualização	306
3.2 Delimitação do problema	307
3.3 Proposta de alternativa regulatória	312
3.4 Avaliação dos resultados	318
4 A AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE E O PROBLEMA DOS CONTRATOS LEGADOS	323
4.1 Contextualização	323
4.2 Delimitação do problema	325
4.2.1 Modalidades contratuais no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	327





4.2.2 Modalidades contratuais no Ambiente de Contratação	
Regulada (ACR)	327
4.2.3 Modalidades contratuais nos regimes especiais	328
4.3 Proposta de alternativa regulatória	329
4.4 Avaliação dos resultados	337
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	340
REFERÊNCIAS	342



LISTA DE FIGURAS E TABELAS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolução institucional e regulatória do SEB.	292
Figura 2. A cadeia produtiva clássica do setor elétrico	294
Figura 3. Transformações tecnológicas e a nova cadeia produtiva do setor elétrico.	296
Figura 4. Evolução das fontes intermitentes na matriz energética Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029	297
Figura 5. Construção das tarifas de energia elétrica (revisão tarifária)	308
Figura 6. Construção das tarifas de energia elétrica (reajuste tarifário) . . .	308
Figura 7. Componentes tarifários e variáveis de faturamento	309
Figura 8. Representação matemática do algoritmo de definição das faturas	310
Figura 9. <i>Decoupling</i> aplicado ao modelo tarifário da Baixa Tensão	313
Figura 10. Tarifação via planos (representação gráfica do algoritmo)	318
Figura 11. Tarifação via planos e objetivos contemplados	319
Figura 12. Comercialização de energia elétrica (modelo vigente)	326
Figura 13. Comercialização de energia elétrica (modelo proposto)	331
Figura 14. Troca de CCEARs por CCCEEs	334
Figura 15. Nova forma de licitação dos empreendimentos de geração	335
Figura 16. Modelo de descotização	336
Figura 17. Novo modelo comercial e seus objetivos	338
Figura 18. Modernização do SEB (visão geral)	341





LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Planos, tarifas e receitas arrecadadas	316
--	-----





1 INTRODUÇÃO

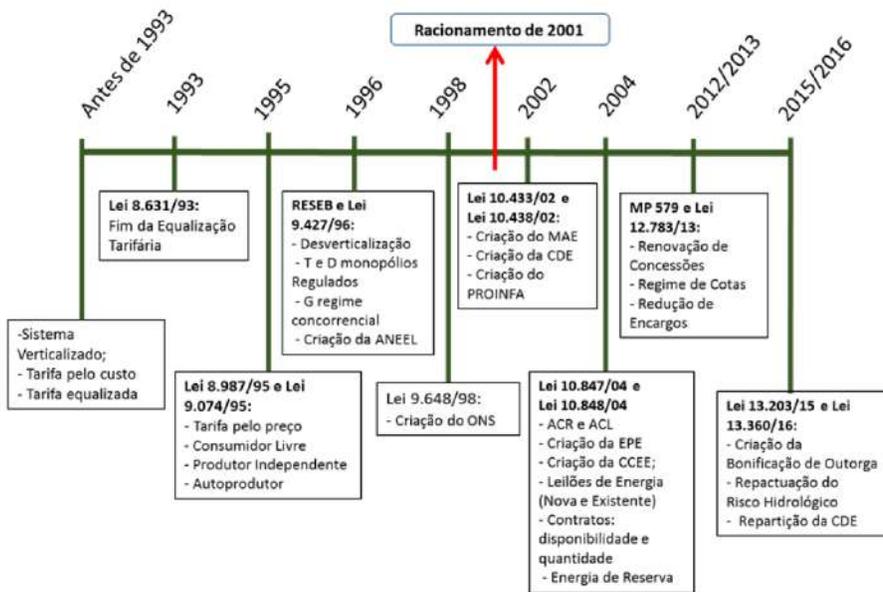
Desde a introdução da energia elétrica no Brasil, o marco regulatório do setor elétrico passou por diversas transformações. *Grosso modo*, a evolução institucional e regulatória desse setor no país pode ser dividida em três fases distintas. A primeira delas compreende o período que se estende até meados da década de 1990 do século passado. Esta fase é caracterizada pela forte atuação do Estado no setor via empresas estatais verticalizadas que praticavam uma tarifa equalizada em todo o país. A segunda fase inicia-se em 1993, com a promulgação da Lei nº 8.631/1993, que extinguiu a equalização tarifária então vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Ainda dentro desta segunda fase, em 1995, com a entrada em vigor da Lei nº 9.074/1995, criou-se a figura do “produtor independente de energia” e o conceito de “consumidor livre”. A busca por reformas estruturais seguiu-se com a implantação, em 1996, do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. As principais conclusões deste projeto indicavam a necessidade de se implementar a privatização e a desverticalização das empresas de energia elétrica, segregando institucionalmente o setor elétrico nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Sob esta nova ótica, os segmentos de transmissão e distribuição passaram a ser tratados como monopólios naturais com tarifas reguladas. Por outro lado, os setores de geração e comercialização teriam seus preços definidos pelo mercado, via concorrência.

Todavia, durante a implantação destas reformas, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou no racionamento de energia elétrica de 2001. Tal fato gerou uma série de questionamentos sobre a viabilidade do marco regulatório que estava sendo implantado naquele período, e estes questionamentos, por sua vez, deram origem à terceira fase evolutiva do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

Assim, no ano de 2003, estando o governo federal sobre a tutela de um presidente recém-eleito, foram instituídas as bases de um novo modelo setorial sustentado pelas Leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004, ambas de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de julho do mesmo ano. A reforma institucional prevista neste “novo modelo” determinou a criação de um órgão governamental responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo (a Empresa de



Pesquisas Energéticas – EPE) e também a instituição de um comitê com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE). Em termos de comercialização de energia elétrica, foram estabelecidos o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores de energia e consumidores livres. Posteriormente, em 2012, foi editada a Medida Provisória nº 579/2012, que alterou drasticamente a forma como as concessões de geração de energia elétrica seriam exploradas. A figura 1 abaixo sintetiza esta evolução legal e regulatória do SEB.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 1. Evolução institucional e regulatória do SEB

Como não podia ser diferente, todo este contexto evolutivo do SEB, uma vez concebido, passou a ser viabilizado através da edição de dispositivos legais e regulatórios que permitissem a efetiva aplicação daquilo que foi planejado. Estes dispositivos, uma vez implantados, passam a traduzir e definir a forma como se dará a alocação de riscos e a remuneração dos agentes no mercado brasileiro de energia elétrica.



Partindo deste cenário, o objetivo do presente estudo é fazer uma análise pormenorizada de como a regulação econômica atualmente adotada no SEB vem promovendo a alocação de riscos e a remuneração dos agentes no SEB, e como isso impacta a eficiência e a sustentabilidade do mercado brasileiro de energia elétrica ante os desafios associados à expansão da geração distribuída e à ampliação do mercado livre de energia. Cada um destes fenômenos é avaliado de forma aprofundada e independente em capítulos específicos, sendo apresentadas para cada um deles alternativas regulatórias que assegurem uma transição suave e eficaz rumo à modernização e à racionalização econômica do setor elétrico nacional.

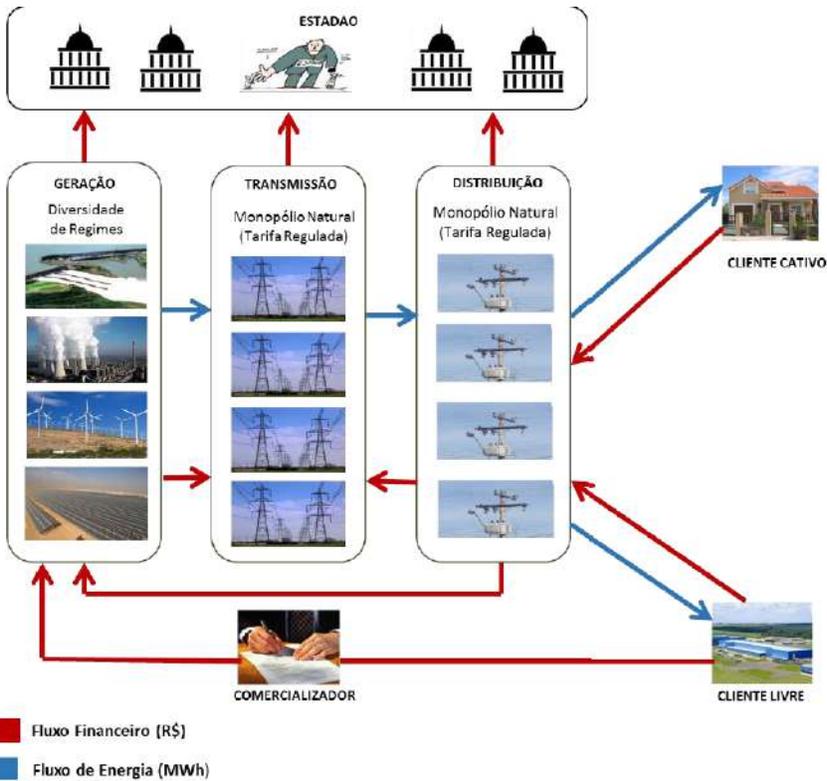
No intuito de se atender de maneira satisfatória aos objetivos delineados, o estudo utilizará fartamente de representações visuais que assegurem uma maior compreensão dos argumentos apresentados. Acredita-se que a utilização de diagramas e de outras categorias de elementos visuais torna evidentes os efeitos de uma dada regulação em termos de seus resultados esperados.

2 CADEIA PRODUTIVA DO SETOR ELÉTRICO: ASPECTOS FÍSICOS E ECONÔMICOS

2.1 Cadeia produtiva do setor elétrico: o modelo clássico

É fato incontestável que a energia elétrica constitui um produto imprescindível à manutenção da vida nas sociedades modernas. Tal fato torna-se evidente na medida em que olhamos ao nosso redor e constatamos quão dependentes somos deste produto. Desde a água que ingerimos, que necessita ser tratada e bombeada para os pontos de consumo, até os aparelhos eletroeletrônicos, como celulares, computadores, geladeiras etc., necessitam do insumo energia elétrica para se tornarem passíveis de utilização. O próprio crescimento econômico e a geração de empregos requerem que o país tenha energia elétrica disponível em montantes suficientes para garantir a produção de mercadorias e serviços.

Neste contexto de essencialidade da energia elétrica, é interessante saber como este produto chega até nós, ou seja, como estão estruturadas as várias etapas do processo produtivo da eletricidade. A este respeito, a figura 2 procura descrever a cadeia produtiva do setor elétrico, destacando os fluxos que a percorrem.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 2. A cadeia produtiva clássica do setor elétrico

Partindo da figura acima, é possível analisar a cadeia produtiva do setor elétrico sob a ótica dos dois fluxos que a permeiam: o fluxo físico e o fluxo financeiro.¹ Pela ótica do fluxo físico, a “produção” de energia elétrica² inicia-se nas usinas de geração, onde uma fonte primária de energia é transformada em energia elétrica. Esta fonte primária pode ser a água (fonte hidráulica), os ventos (fonte eólica), o calor (fonte térmica), a luz do sol (fonte fotovoltaica) ou alguma outra fonte não convencional.

- 1 Poderia se identificar um terceiro fluxo (de informações) nesta cadeia produtiva. Todavia, evidenciar e analisar este fluxo foge ao escopo deste estudo.
- 2 Em termos estritamente físicos, a energia não é propriamente “produzida”, mas apenas transformada. No caso da eletricidade, esta transformação se dá basicamente através de processos eletromecânicos, ou seja, transforma-se energia mecânica em energia elétrica. Exceção para a energia fotovoltaica e outras fontes ainda incipientes, como a célula de hidrogênio. Talvez esteja aí o grande elemento disruptivo associado à fonte solar e que a tem permitido se expandir de forma significativa.



Uma vez gerada (transformada), a energia elétrica é então “levada” das usinas de geração até os grandes centros consumidores através das instalações de transmissão. Estas instalações são responsáveis pela transferência de grandes blocos de energia em tensões elevadas, tornando possível a transmissão de energia elétrica entre pontos distantes e com baixos níveis de perdas elétricas. Todavia, a energia elétrica em tensões elevadas não atende às necessidades da grande maioria dos consumidores finais.³ Eles necessitam de energia elétrica em tensões mais baixas, compatíveis com as tensões empregadas nos equipamentos que utilizam no seu dia a dia. Para tanto, é necessário que entre em cena o terceiro elo da cadeia produtiva da eletricidade: o setor de distribuição.

O setor de distribuição é a parte responsável pela entrega de energia aos consumidores finais nas tensões compatíveis com as suas necessidades. Para que isso ocorra, é necessário que a tensão da energia elétrica que chega das usinas de geração seja reduzida e posteriormente levada aos consumidores finais através de uma extensa infraestrutura de equipamentos e instalações. A entrega da energia ao consumidor final encerra o fluxo físico da eletricidade.

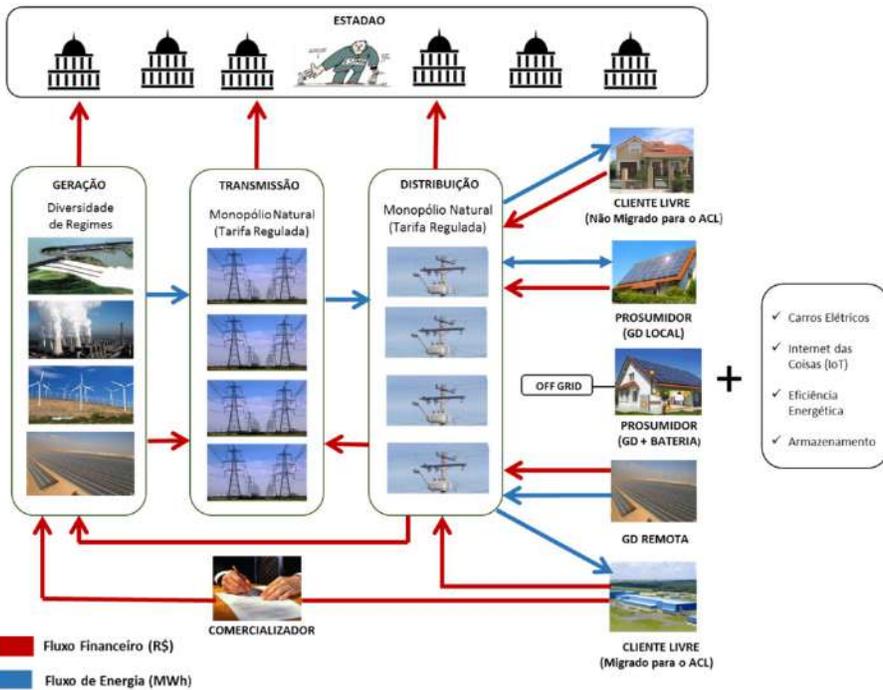
2.2 Transformações tecnológicas e a nova cadeia produtiva do setor elétrico

Não há dúvidas de que o dinamismo da economia de mercado sempre leva à criação de soluções inovadoras para o atendimento das necessidades da sociedade. Este dinamismo da economia de mercado acaba implicando o desenvolvimento constante de novos produtos e serviços que irão competir com aqueles já existentes pela preferência dos consumidores. Isso pode ser constatado em uma infinidade de setores, que vão desde a telefonia fixa, alterada radicalmente com o advento dos celulares, até o setor de transporte de passageiros (taxis e ônibus), que tem sido bastante impactado pelos aplicativos de carona paga. Como não poderia ser diferente, a cadeia produtiva do setor elétrico também está sujeita aos impactos decorrentes da introdução de novas tecnologias, e isso tem acontecido de maneira acentuada nos últimos anos em decorrência principalmente da expansão da geração distribuída e de outras tecnologias que

3 Alguns consumidores, devido ao tamanho de sua carga e à robustez de seus equipamentos, podem estar ligados diretamente nas instalações de transmissão. Todavia, eles representam uma parcela bastante reduzida em relação ao universo total dos consumidores de energia elétrica.



a acompanham.⁴ A figura 3 mostra como a introdução destas novas tecnologias acaba transformando a cadeia produtiva do setor elétrico e impactando sobremaneira os seus fluxos físicos e financeiros.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 3. Transformações tecnológicas e a nova cadeia produtiva do setor elétrico

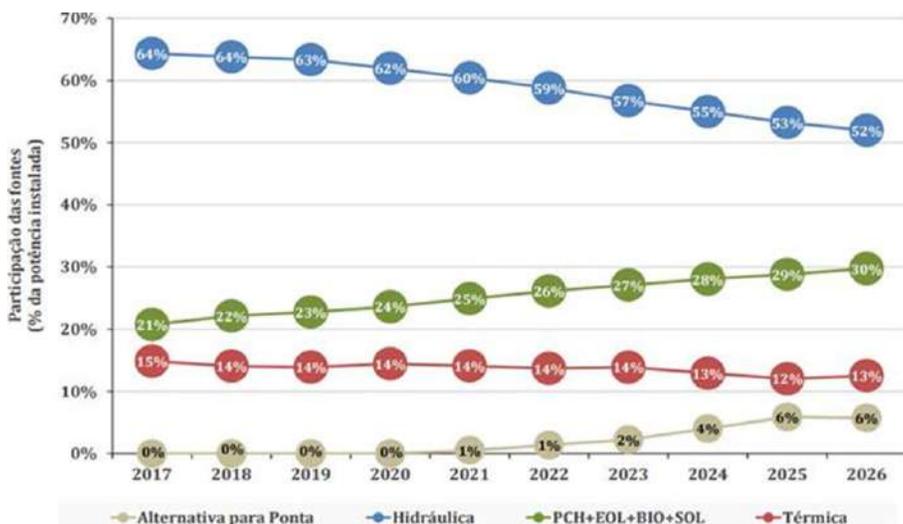
Pela observação da figura acima é possível notar que a cadeia produtiva “clássica” do setor elétrico vem se transformando drasticamente a partir do desenvolvimento e da difusão de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, a Internet das Coisas (*Internet of Things, IoT*), o armazenamento de energia, os carros elétricos, além de novos dispositivos voltados para a eficiência energética. Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

4 A geração distribuída caracteriza-se, de forma clássica, pelo tamanho reduzido das plantas de geração e pela sua proximidade da carga. A este respeito, nota-se que, embora a geração distribuída possa utilizar qualquer fonte de energia (hidráulica, eólica, solar etc.), ela tem se expandido principalmente pelo uso de painéis solares fotovoltaicos, que, como apontado anteriormente, não utilizam um processo eletromecânico de conversão de energia, sendo facilmente moduláveis.



e tem permitido aos consumidores uma participação mais ativa em relação ao consumo e à produção de energia elétrica. Neste novo cenário, não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade, assim como ocorreu em outros setores econômicos, como as telecomunicações, com a chegada dos smartphones, ou o mercado de transporte de passageiros, com a chegada dos aplicativos de carona.

Juntamente à onda transformadora promovida pelos REDs, outros dois importantes movimentos têm ganhado força no SEB. O primeiro deles refere-se ao “barateamento” da energia elétrica proveniente de fontes intermitentes, como a eólica e a solar, e o consequente aumento da participação destas fontes na matriz elétrica nacional. Dado o seu caráter de intermitência, estas fontes acabam impactando fortemente tanto a operação quanto o planejamento da expansão do sistema elétrico. Estes impactos de natureza eminentemente física acabam se refletindo na necessidade de novos arranjos regulatórios que assegurem a eficiência e a sustentabilidade do mercado energia elétrica no longo prazo. A participação crescente das fontes intermitentes na matriz elétrica nacional pode ser vislumbrada na figura 4 mostrada a seguir.



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029.

Figura 4. Evolução das fontes intermitentes na matriz energética
Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029



Já o outro movimento de transformação associa-se com a possibilidade de conferir aos consumidores um maior poder de escolha com a abertura do mercado de energia elétrica. Na prática, esta possibilidade corresponde à expansão do mercado livre de energia e também requer que sejam adotados instrumentos regulatórios concebidos de forma a assegurar uma transição suave e harmoniosa rumo a este outro desenho do mercado de energia elétrica.

Neste novo contexto institucional e tecnológico, não restam dúvidas de que o fluxo de energia que sai do sistema elétrico convencional para os consumidores de energia irá se alterar, assim como os fluxos de pagamento que saem dos consumidores para remunerar os concessionários do setor elétrico. Esta alteração no fluxo de trocas físicas e financeiras entre consumidores e agentes setoriais impactará de forma diferente os vários elos da cadeia produtiva do setor elétrico e só pode ser compreendida pela análise da regulação econômica que disciplina o setor elétrico nacional. Neste sentido, torna-se necessário conhecer as diretrizes que regem a regulação econômica do SEB, pois são elas que irão definir a forma como se dará o fluxo remuneratório de cada agente setorial, em função de sua participação no processo produtivo da eletricidade e dos riscos que lhe são imputados neste processo.⁵ Este é o tema que será tratado na seção seguinte.

2.3 Regulação econômica do SEB: alocação de riscos e remuneração dos agentes

Conforme mencionado anteriormente, a forma como está desenhada a regulação econômica do setor elétrico nacional define como se darão os fluxos remuneratórios dos agentes setoriais e os riscos que lhe serão imputados. A este respeito, observa-se que o marco regulatório do SEB passou por diversas transformações ao longo do tempo,⁶ e sua configuração atual se assenta sob alguns fundamentos básicos que são descritos a seguir:

-
- 5 Este trabalho restringe-se a avaliar os riscos de natureza estritamente mercadológica, ou seja, os riscos associados a variações nos preços e nas quantidades demandadas e/ou ofertadas que irão impactar a lucratividade das concessionárias.
 - 6 As diretrizes gerais destas transformações foram apresentadas de maneira sintética na introdução deste trabalho.



- i. As atividades de geração, transmissão e distribuição⁷ são exercidas de forma “desverticalizada” e para cada uma delas existem contratos de concessão específicos.
- ii. As atividades de geração e transmissão são regidas por contratos de concessão individualizados por empreendimento. Já a atividade de distribuição tem a sua exploração concedida por área geográfica.
- iii. As atividades de transmissão e distribuição são consideradas monopólios naturais e sua tarifa e/ou receita é definida pelo órgão regulador.⁸ Por outro lado, a geração de energia, exceto para aquelas usinas em regime de cotas, é explorada em regime competitivo, com tarifas definidas pelo mercado (seja em leilões regulados, seja em negociações no mercado livre).
- iv. As obrigações e direitos dos agentes, inclusive os remuneratórios, estão estabelecidos nos contratos de concessão e na legislação pertinente.

Assim fundamentada, a regulação econômica do setor elétrico dará origem a um ambiente de negócios específico para cada um dos agentes que atuam no setor elétrico nacional. Este ambiente de negócios é permeado por riscos que são alocados em função da atuação de cada agente na cadeia produtiva e dos dispositivos legais e regulatórios que disciplinam esta atuação. A seguir, são apresentados os principais riscos de cunho predominantemente mercadológico (preço e quantidade) e uma análise sobre como a regulação econômica do setor promove a alocação destes riscos aos agentes setoriais.

2.3.1 Regulação econômica do segmento de geração de energia elétrica

A geração de energia elétrica pode se dar mediante diferentes tecnologias, e a maioria delas utiliza um movimento rotatório para gerar a diferença de potencial

7 A atividade de comercialização, embora possa ser considerada um elo da cadeia produtiva do setor elétrico, não requer a assinatura de contratos de concessão por não envolver o uso ou a exploração de um bem e/ou serviço público.

8 Os contratos de concessão das distribuidoras preveem um regime do tipo price cap (preço teto), enquanto na transmissão é adotado o regime revenue cap (receita teto). Basicamente, a diferença entre estes dois regimes reside na forma como se aloca o risco de mercado. Maiores detalhes em relação a este tema serão abordados nas seções seguintes deste trabalho.



elétrico e a consequente corrente elétrica.⁹ O movimento rotatório pode provir de uma fonte de energia mecânica direta, como uma queda d'água ou o vento, ou de um ciclo termodinâmico.¹⁰ Não faz parte do escopo deste trabalho analisar os detalhes técnicos e operativos de cada tecnologia, mas apenas apresentar, de forma sucinta, como os principais riscos de cunho mercadológico (tanto de preços quanto de quantidades) são alocados aos empreendimentos de geração conforme a tecnologia que adotam e o regime de exploração a que estão sujeitos.

Risco de oferta (disponibilidade do produto): conforme apontado anteriormente, a matriz energética brasileira utiliza basicamente duas fontes primárias de energia elétrica: a hidráulica e a térmica.¹¹ Neste contexto técnico operativo, criou-se o conceito de risco hidrológico para se referir ao risco de falta de recursos hídricos para a geração de energia elétrica. Conforme estabelecido na Lei nº 10.848/2004, o risco hidrológico será alocado aos agentes vendedores nos contratos por quantidade e aos agentes compradores nos contratos por disponibilidade. Os contratos por quantidade são os que regem os empreendimentos de fonte hidráulica, exceto aqueles que se encontram no regime de cotas.¹² Já os contratos por disponibilidade foram concebidos para serem utilizados principalmente na contratação de energia térmica. Isso posto, cabe destacar que o risco de escassez de recursos hídricos, principal fonte de energia elétrica do país, recai sobre os agentes de geração de energia elétrica naqueles empreendimentos que utilizam a fonte hidráulica (exceto usinas no regime de cotas) e sobre os agentes compradores (consumidores finais) naqueles empreendimentos que utilizam a fonte térmica (ou hidrelétricas que estão no regime de cotas).¹³ Naqueles empreendimentos que utilizam fontes alternativas,¹⁴ a contratação de energia

9 Exceção para a energia fotovoltaica e outras modalidades ainda incipientes, como a célula de hidrogênio.

10 As usinas que utilizam ciclos termodinâmicos incluem todas as categorias de usinas térmicas: a óleo, a gás, a biomassa e nucleares.

11 Embora as fontes eólica e solar tenham crescido muito ultimamente, menos de 15% da potência total instalada no país é proveniente destas fontes.

12 O regime de cotas é aplicado àqueles empreendimentos de geração de energia elétrica que tiveram sua concessão renovada nos termos da Lei nº 12.783/2013. Atualmente, no âmbito das políticas de modernização do marco regulatório do SEB, tem sido defendida a conveniência de se acabar com este regime de cotas (descoitização), fato este manifestado na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

13 Embora possa parecer estranho associar um risco hidrológico com a fonte térmica, o fato é que a escassez de recursos hídricos implica o despacho de usinas térmicas, que necessitarão comprar os insumos (óleo ou gás) utilizados para gerar energia. São as despesas com estes insumos que são repassadas aos consumidores finais.

14 As fontes alternativas de energia incluem a fonte eólica e a solar, além de PCHs e usinas térmicas a biomassa.



geralmente se dá em regimes especiais (Proinfa, leilão de fontes alternativas e energia de reserva). Nestes regimes, os riscos associados à disponibilidade de insumos (vento, sol, água ou biomassa) terão sua alocação definida de forma específica, conforme estabelecido nos respectivos contratos de comercialização de energia.¹⁵ Caso análogo acontece com a energia nuclear proveniente das usinas de Angra I e Angra II, e também da usina de Itaipu.

Riscos de demanda (preço e quantidade demandada): via de regra, os ofertantes de qualquer produto, ao disponibilizarem-no para a venda, estarão sujeitos a condições mercadológicas que irão definir simultaneamente o preço e o montante demandado daquele produto. No caso do mercado brasileiro de energia elétrica, no entanto, existem algumas especificidades. A regulação econômica que atualmente rege o setor definiu dois mercados para a venda da energia elétrica: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR).¹⁶ No ACL, os agentes de geração, comercializadores e consumidores livres negociam de forma bilateral as condições de preço, prazo e quantidade associadas a cada contrato de venda de energia. Já no ACR, em que os compradores são as concessionárias de distribuição, a comercialização de energia se dá exclusivamente através de leilões organizados por agentes institucionais (Ministério de Minas e Energia – MME, Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) que definem em quais condições a energia será contratada.¹⁷ Neste ambiente, os preços, prazos e montantes contratados são definidos no momento do leilão e mantidos ao longo de todo o período contratual. Dessa forma, pode-se inferir que, na contratação feita no ambiente livre, os riscos de preço e quantidade demandada estão alocados nos agentes vendedores, que necessitam negociar seus contratos de forma recorrente. Por outro lado, no mercado regulado, tanto os preços quanto as quantidades se mantêm praticamente inalterados durante enquanto durar a concessão.¹⁸

15 Cabe destacar que, devido ao aumento da competitividade destas fontes, ultimamente elas vêm sendo contratadas ou através de leilões convencionais ou diretamente no mercado livre.

16 Conforme mencionado anteriormente, alguns empreendimentos têm sua energia comercializada em regimes especiais (Proinfa, energia de reserva, Angra etc.). Estes contratos representam um universo bastante reduzido e não serão tratados em maiores detalhes no presente ensaio.

17 O período de duração dos contratos depende basicamente de dois fatores: se o empreendimento é novo ou já existente e qual é a fonte primária da energia gerada (hidráulica, térmica, eólica, solar etc.). Para os empreendimentos novos, os contratos de comercialização de energia cobrem todo o período da concessão (quinze anos para térmicas e trinta anos para hidráulicas). Já para a energia existente, o prazo máximo dos contratos é de até oito anos, exceto para aquelas renovadas no regime de cotas, que também têm prazo de trinta anos.

18 Esta contratação de longo prazo vigente no mercado regulado tem o mérito de assegurar a financiabilidade dos projetos, ao garantir um fluxo de receitas estável no tempo. Por outro lado, a

2.3.2 Regulação econômica do segmento de transmissão de energia elétrica

Em termos físicos e operacionais, a transmissão de energia elétrica está associada ao transporte de grandes blocos de energia. Isso se dá através de uma rede de ativos que são responsáveis por levar a energia gerada nas usinas até as subestações das concessionárias de distribuição. As instalações de transmissão são caracterizadas por trabalharem em níveis de tensão nominal bastante elevados, e, para a conversão destes níveis, são usados equipamentos denominados “transformadores”. Os transformadores de grande porte (para grandes elevações ou diminuições na tensão do sistema) encontram-se normalmente nas subestações que são conectadas a uma extensa rede de cabos denominada “rede básica”.

Já no que diz respeito à regulação econômica, o setor de transmissão adota o regime *revenue cap*, com reajustes anuais e, dependendo do contrato, com a possibilidade ou não de revisões tarifárias periódicas. Neste regime, o Regulador define a receita teto a que tem direito o concessionário, e esta receita é então cobrada de todos os usuários que estão conectados nos ativos de transmissão (tanto a carga como a geração). Um ponto importante a se destacar é que, neste regime, o ofertante do serviço não estará sujeito aos riscos de preço e quantidade. O concessionário de transmissão terá direito a uma receita anual fixa (Receita Anual Permitida – RAP) em função da disponibilidade dos ativos e que independe do uso da rede em si.¹⁹ Nestes termos, o que pode afetar a receita das concessionárias de transmissão é apenas o nível de disponibilidade dos ativos. Caso estes apresentem disponibilidade e confiabilidade abaixo dos níveis regulatórios estabelecidos pela legislação, a concessionária terá deduzida uma parcela da RAP a título de penalidade.

Isso posto, pode-se inferir que o setor de transmissão não carrega os principais riscos associados ao mercado. Do lado da oferta, basta que o concessionário mantenha um nível adequado de disponibilidade dos ativos para garantir

contratação de longo prazo acaba alocando todo o risco tecnológico (e de preços) no consumidor cativo, que será obrigado a arcar com os custos destes contatos ao longo de toda a vigência da concessão (até trinta anos para a fonte hidráulica), mesmo que venham a surgir alternativas mais módicas de gerar energia.

19 A receita de todas as transmissoras é definida anualmente no mês de Junho nos chamados processos de reajuste tarifário. Para algumas transmissoras, além dos reajustes tarifários anuais, o contrato de concessão prevê a realização de Revisões Tarifárias a cada cinco anos.



os recebimentos contratados.²⁰ Já do lado da demanda, o concessionário tem garantida uma receita fixa, independentemente da quantidade demandada, ou seja, de quanto a sua rede é efetivamente utilizada.

2.3.3 Regulação econômica do segmento de distribuição de energia elétrica

O segmento de distribuição é o último elo da cadeia produtiva do setor elétrico e é responsável por entregar a energia gerada nas usinas aos consumidores finais. O sistema de distribuição é composto por um conjunto de ativos cuja construção, manutenção e operação são de responsabilidade das companhias distribuidoras de eletricidade (concessionárias de distribuição).

Nas redes de distribuição primárias estão instalados os transformadores de distribuição, fixados em postes, e cuja função é rebaixar o nível de tensão primário para o nível de tensão secundário (por exemplo, rebaixar de 13,8 KV para 220 volts).

As redes de distribuição secundárias são circuitos elétricos que operam nas tensões 220/127 volts e 380/220 volts. Nestas redes estão ligados os consumidores finais e também as luminárias da iluminação pública. Estabelecimentos maiores, como prédios, lojas e mercados, consomem mais eletricidade e podem necessitar de transformadores individuais. Todo o sistema de distribuição é protegido e operado por um conjunto de equipamentos que incluem disjuntores automáticos e chaves fusíveis, os quais, em caso de curto circuito, desligam a rede elétrica.

Já em termos econômicos, uma característica interessante do segmento de distribuição de energia elétrica reside no fato de que ele constitui um monopólio natural. Os monopólios naturais podem ser compreendidos como uma estrutura de mercado em que os montantes de investimentos são muitos elevados e os custos marginais, muito baixos. Por esta razão, torna-se economicamente inviável a presença de concorrentes nesta estrutura mercadológica, uma vez que, caso o mercado fosse dividido, ou as receitas arrecadadas por cada um

20 Diferentemente da geração de energia elétrica, que em alguns casos depende do uso de insumos incertos (água, vento, sol etc.), o setor de transmissão não incorre neste mesmo tipo de risco. Isso porque os insumos usados para se transmitir energia elétrica são única e exclusivamente os ativos físicos de transmissão, os quais são adquiridos no mercado.



dos competidores seriam insuficientes para cobrir os custos fixos (*sunk costs*), acarretando a inviabilidade do negócio, ou seria necessária a cobrança de tarifas mais altas do que as praticadas no caso de haver apenas um ofertante.²¹

Dessa forma, nos setores produtivos marcados por monopólios naturais, a regulação econômica feita pelo poder público tem o papel de evitar os abusos de poder advindos da falta de concorrência. Partindo deste contexto físico e econômico, passa-se a apresentar os principais riscos mercadológicos que são alocados aos agentes de distribuição pela regulação econômica vigente no setor elétrico nacional.

Riscos de oferta do produto: no segmento de distribuição, os riscos associados à disponibilidade do produto (oferta) são de duas naturezas distintas e envolvem tanto o produto “energia” quanto o produto “rede”. Em relação ao produto “energia”, o desenho regulatório atual delega às distribuidoras a responsabilidade de contratar, junto aos geradores, a totalidade da energia necessária para o atendimento de seu mercado consumidor (mercado cativo). Neste contexto regulatório, a concessionária de distribuição poderá incorrer em perdas financeiras caso seu nível de contratação de energia esteja abaixo ou acima daquele necessário para o atendimento de seu mercado.²² No que tange ao “produto rede”, a distribuidora é responsável por garantir a disponibilidade de seus ativos, assegurando a entrega de energia elétrica a seus consumidores dentro de padrões de qualidade e continuidade definidos pelo agente regulador. Caso estes padrões sejam descumpridos, a distribuidora é duramente penalizada. As penalidades a que as distribuidoras estão sujeitas em função do descumprimento dos padrões de qualidade preestabelecidos pelo Regulador incluem a perda de receita tarifária via fator X, o pagamento de compensações aos consumidores e até mesmo a perda da concessão, caso sejam descumpridos os limites de qualidade estabelecidos nos respectivos contratos de concessão. Dessa forma, resta claro que o marco regulatório atual acaba por alocar uma grande parcela dos riscos associados à oferta dos produtos “rede” e “energia” nos agentes de distribuição.

21 Questões de ordem prática e legal, como a impossibilidade de instalação de postes do outro lado da rua para se promover a concorrência na distribuição de energia elétrica, também orbitam o contexto que define os monopólios naturais.

22 De forma mais específica, caso a distribuidora tenha contratado um montante de energia acima de 105% de seu mercado, ela terá esse excedente de energia liquidado no mercado de curto prazo e estará sujeita a ganhos ou perdas financeiras, a depender do valor do PLD. Caso a distribuidora tenha um nível de contratação entre 100% e 105% de seu mercado, ela terá a garantia de repasse dos preços de compra de energia na tarifa dos consumidores finais. Abaixo de 100% de contratação, a concessionária é obrigada a comprar energia no mercado de curto prazo, arcando com as diferenças de custos em relação ao Pmix e podendo ainda receber penalizações (multas).



Riscos de demanda (preço e quantidade): a adoção do regime *price cap* no segmento de distribuição de energia elétrica pressupõe que, uma vez definida a tarifa, ela se manterá inalterada até a data do processo tarifário seguinte (reajuste ou revisão). Logo, uma vez estabelecida a tarifa de determinada distribuidora nos processos de reposicionamento tarifário, ela será mantida ao longo dos doze meses subsequentes,²³ independentemente da magnitude do uso da rede de distribuição. Dessa forma, conclui-se que no período entre dois processos tarifários subsequentes, o risco de variação de preços (aumento ou redução) é inexistente no setor de distribuição de energia elétrica. Por outro lado, os riscos associados à variação da quantidade demandada²⁴ são integralmente alocados nas concessionárias de distribuição, que terão sua receita e sua lucratividade fortemente impactadas pelo comportamento do mercado. Aumentos na quantidade demandada de energia levarão ao aumento de receitas, enquanto as reduções de mercado faturado implicarão decaimento da receita. Isto se dá porque a receita de uma dada distribuidora nada mais é do que o produto da tarifa pela quantidade faturada.²⁵ Esse risco associado à variação da quantidade demandada, uma vez alocado nas distribuidoras, torna-as vulneráveis e refratárias à inserção de novas tecnologias associadas à geração distribuída e à eficiência energética, pois estas tecnologias inevitavelmente ocasionam redução da quantidade demandada (redução de mercado faturado) e da lucratividade das distribuidoras.

Isso posto, o capítulo seguinte passa a analisar como a introdução destas novas tecnologias acaba transformando a cadeia produtiva do setor elétrico e como esta transformação inevitavelmente impactará o fluxo de receitas dos agentes setoriais. Na sequência, é apresentada uma proposta de alteração regulatória na metodologia de tarifação de energia elétrica de modo a permitir que a expansão do uso de novas tecnologias ocorra de forma sustentável e eficiente, gerando ganhos sistêmicos para toda a sociedade. Já no capítulo 4 são avaliados os dois outros movimentos transformadores da cadeia produtiva da eletricidade: a inserção crescente das fontes intermitentes na matriz elétrica e a expansão do mercado livre. Ambos os fenômenos ensejam que o modelo comercial seja revisitado e novos instrumentos regulatórios sejam concebidos e implantados para assegurar uma trajetória racional e sustentável rumo a esta nova realidade.

23 No seguimento de distribuição de energia elétrica, os processos de reposicionamento tarifário incluem tanto os reajustes quanto as revisões tarifárias. Os reajustes tarifários ocorrem anualmente, enquanto as revisões tarifárias acontecem a cada cinco anos. Os contratos de concessão preveem também a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias em casos específicos.

24 Em algumas seções deste trabalho, este risco será denominado “risco de mercado”.

25 Desconsiderou-se a inadimplência por motivos de simplificação.



3 ACOMODAÇÃO DAS NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS AOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS (REDS)

3.1 Contextualização

A inserção de novas tecnologias em setores econômicos marcados por cadeias produtivas monopolísticas tem provocado uma verdadeira revolução nesses setores. A trajetória do mercado de telecomunicações a partir da introdução da telefonia móvel constitui um exemplo clássico desse tipo de transformação. Nesta mesma linha, em tempos mais recentes, o surgimento dos aplicativos de carona também evidencia o poder das novas tecnologias em transformar mercados até então monopolizados, como era o de transporte privado de passageiros.

De forma ainda sutil, um movimento parecido vem se desenhando na cadeia produtiva do setor elétrico, devido ao desenvolvimento e à difusão de um conjunto de novas tecnologias que englobam a geração distribuída, o armazenamento de energia, os carros elétricos, além de novos equipamentos voltados para a eficiência energética usando tecnologia IoT. Esta multiplicidade de alternativas tecnológicas vem sendo chamada na literatura de Recursos Energéticos Distribuídos (REDS) e tem permitido aos consumidores uma participação mais ativa em relação ao consumo e à produção de energia elétrica. Neste novo cenário, não é difícil identificar os traços de uma profunda transformação de toda a cadeia produtiva da eletricidade, assim como ocorreu em outros setores monopolistas que passaram por movimentos semelhantes.²⁶

Diante desta nova realidade tecnológica que vem se consolidando no mercado de eletricidade, os órgãos reguladores de todo o mundo passaram a voltar seus esforços cognitivos para a formulação de modelos tarifários que sejam capazes de acomodar de forma harmônica e sustentável a inserção crescente destas novas tecnologias. No caso do Brasil, a construção destes modelos tarifários vem sendo debatida em duas frentes de discussão. A primeira delas limita-se a propor alterações na Resolução nº 482/2012, que disciplina o sistema de compensação de energia elétrica para aquelas unidades consumidoras enquadradas como geração distribuída. Trata-se, portanto, de uma temática com escopo limitado, que foi discutida na Consulta Pública Aneel nº 10/2018 e, posteriormente, retomada na Audiência Pública Aneel nº 01/2019 e, novamente, na Consulta Pública Aneel nº 25/2019, todas tratando especificamente deste tópico.

²⁶ A figura 3 ilustra como estas transformações impactam os fluxos físicos e financeiros que percorrem a cadeia produtiva da eletricidade.



Já a segunda frente de discussões aborda o problema tarifário de uma maneira mais ampla e ganhou força a partir da promulgação do Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016, que extinguiu a obrigatoriedade de se implantar um regime de tarifação monômnia na Baixa Tensão. Busca-se, nesta frente de discussão, conceber uma estrutura tarifária que seja capaz de oferecer tarifas aderentes aos custos dos consumidores e, partindo deste pressuposto, construir o ambiente regulatório adequado para se acomodarem as novas tecnologias. Essa abordagem esteve presente ao longo das discussões empreendidas na Consulta Pública MME nº 33/2016, na Consulta Pública Aneel nº 02/2018 e também na Audiência Pública Aneel nº 59/2018, em que se procurou identificar algumas alternativas regulatórias para se implantar a tarifa binômnia na Baixa Tensão, sem, contudo, apresentar uma solução definitiva.

No âmbito deste debate, a seção seguinte procura diagnosticar as raízes dos problemas decorrentes do atual modelo de tarifação de energia elétrica e como este modelo interage com a inserção crescente de novas tecnologias, principalmente aquelas relativas à geração distribuída. Na sequência é apresentada uma proposta de alternativa regulatória capaz de permitir a acomodação harmônica destas novas tecnologias de forma a não comprometer a eficiência e a sustentabilidade do mercado brasileiro de energia elétrica.

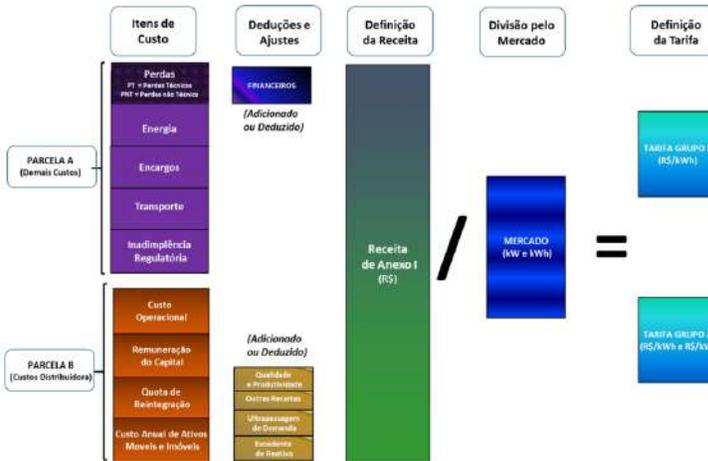
3.2 Delimitação do problema

O modelo de tarifação de energia elétrica adotado no Brasil encontra-se estabelecido em um conjunto de dispositivos legais e regulatórios que definem como deverá ser calculada a tarifa dos consumidores de energia elétrica. Em linhas gerais, este modelo de tarifação parte do reconhecimento de uma determinada estrutura de custos (energia, transporte, encargos etc.), a qual será alocada aos consumidores, via tarifa, em conformidade com parâmetros e regras preestabelecidos.

Na prática, os custos são definidos em termos regulatórios (eficientes) e, depois de somados e ajustados, são alocados (rateados) aos consumidores finais em função de um mercado de referência.²⁷ As figuras 5 e 6, a seguir, oferecem uma visão sintética deste processo.²⁸

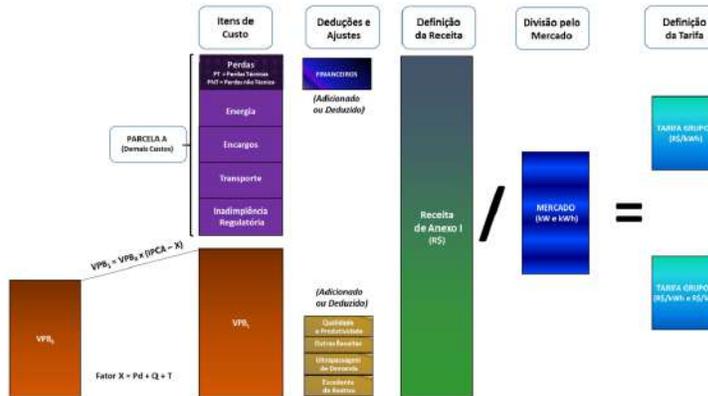
27 No caso brasileiro, o mercado de referência corresponde ao mercado dos doze meses anteriores ao processo de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão); as variáveis de faturamento utilizadas são o kWh para o grupo B (Baixa Tensão) e o kWh e kW para o grupo A (Alta Tensão).

28 Os valores financeiros de cada um destes itens de custos, para qualquer distribuidora, são dados públicos que podem ser acessados em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 5. Construção das tarifas de energia elétrica (revisão tarifária)



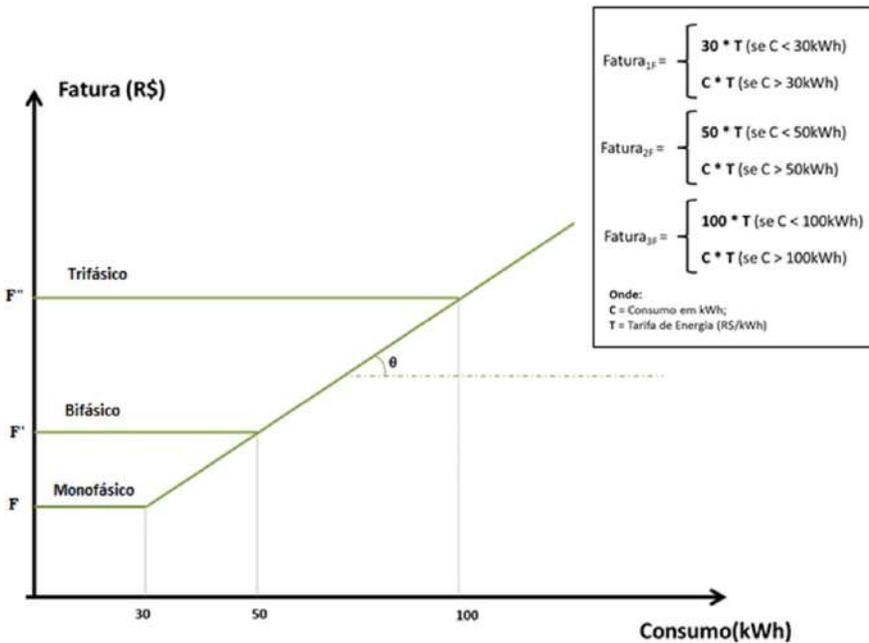
Fonte: Elaboração do autor.

Figura 6. Construção das tarifas de energia elétrica (reajuste tarifário)

Os processos de reajuste tarifário (anual) e de revisão tarifária (a cada cinco anos) estão previstos nos contratos de concessão e diferem basicamente na forma como são estabelecidos os custos da distribuidora (parcela B). Nos processos de revisão tarifária, os custos da distribuidora são definidos a partir de metodologias específicas que procuram estimar custos eficientes a serem repassados nas tarifas. Já nos processos de reajuste tarifário, o valor da parcela B (custos da distribuidora) é apenas reajustada pelo índice inflacionário (IPCA ou IGP-M) menos um fator X, tal como evidenciado na figura 6.



Partindo deste contexto regulatório, e tendo em mente que “na literatura internacional, usualmente, define-se a tarifa como um algoritmo para determinação de fatura de consumidores em função do consumo de produtos ou serviços de uma empresa”,³¹ é possível então expressar de uma maneira formal o algoritmo que define a tarifa de energia elétrica para os consumidores da Baixa Tensão. Isso é mostrado na figura 8, apresentada a seguir.³²



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 8. Representação matemática do algoritmo de definição das faturas

A compreensão deste algoritmo é bastante simples e pode ser resumida em três passos: (i) verifica-se o número de fases a que a unidade consumidora está conectada; (ii) verifica-se qual o consumo (kWh) do período; (iii) aplica-se o valor do consumo verificado na equação correspondente e obtém-se o valor da fatura.

31 Para maiores detalhes em relação a esta definição de tarifas, ver Santos (2011).

32 De acordo com a Resolução nº 414/2010, o consumo mínimo é estabelecido nos seguintes patamares: 30 kWh para monofásicos, 50 kWh para bifásicos e 100 kWh para trifásicos.



Uma vez compreendido o algoritmo que define a fatura dos consumidores, torna-se fácil identificar nele duas características não muito desejáveis, as quais são descritas a seguir:

- i. A receita das distribuidoras, e também sua lucratividade, será tanto maior quanto maior for o seu mercado faturado. Isso acaba gerando para as distribuidoras uma sinalização econômica contrária à expansão da geração distribuída e da eficiência energética, uma vez que ambas implicam a redução do mercado faturado.³³
- ii. Dado que alguns custos das distribuidoras têm natureza fixa e independem do patamar de consumo do cliente, o atual modelo de tarifação acaba prejudicando a construção de uma tarifa aderente aos custos ao cobrá-los totalmente de forma volumétrica (em função da quantidade de kWh consumido).³⁴

Neste cenário de inadequações latentes e irrefutáveis³⁵ que acompanham o atual modelo de tarifação de energia elétrica, mostra-se oportuno avaliar algumas alternativas regulatórias a serem consideradas no processo de construção das tarifas de energia elétrica e que consigam eliminar estes inconvenientes.

33 A este respeito, a Aneel esclarece: “O problema é que o atual modelo tarifário monômico e volumétrico não convive harmoniosamente com gestão de energia. Por mais que o consumidor, individualmente, perceba um incentivo econômico significativo para implementação de ações de gestão de energia que resulte em redução do seu consumo e, por consequência, da sua fatura de energia elétrica, dadas as características de alguns dos custos não variarem no curto prazo, há uma transferência desses custos fixos necessários para o funcionamento dos sistemas de distribuição entre todos os consumidores, ou ainda, resultam em perdas financeiras para as distribuidoras” (ANEEL, 2018).

34 Neste sentido, o Regulador aponta: “Contudo, no setor elétrico existem diversos custos que não dependem da quantidade de energia elétrica consumida e produzida. Os equipamentos e as redes são investimentos com visão de longo prazo, pela sua natureza discreta quanto à capacidade que pode ser atendida, por exemplo, por uma nova subestação, o que leva à possibilidade de atendimento das exigências atuais e futuras de novos consumidores e acréscimos de mercado dos consumidores existentes. Estando em operação, o custo destes equipamentos na prestação do serviço apresenta pouca variação, não guardando relação direta e linear com o consumo dos consumidores atendidos. Nesta visão, podemos entender que existem custos que podem ser considerados fixos no curto prazo” (ANEEL, 2018).

35 Estes mesmos problemas já haviam sido identificados e abordados na Consulta Pública MME nº 33/2017. Neste sentido, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE estabelece: “A única diretriz colocada é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvados encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. A cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e minigeração distribuída, pois cada economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores” (MME, 2017).



Todavia, a avaliação destas alternativas deve contemplar ainda outros aspectos, como: o impacto no valor das tarifas das várias classes de clientes, os custos de implantação do novo modelo, a simplicidade de entendimento e assimilação por parte dos consumidores etc. Na seção seguinte será apresentada uma alternativa regulatória (um novo algoritmo de definição das faturas) que procura atender a todos estes requisitos.

3.3 Proposta de alternativa regulatória

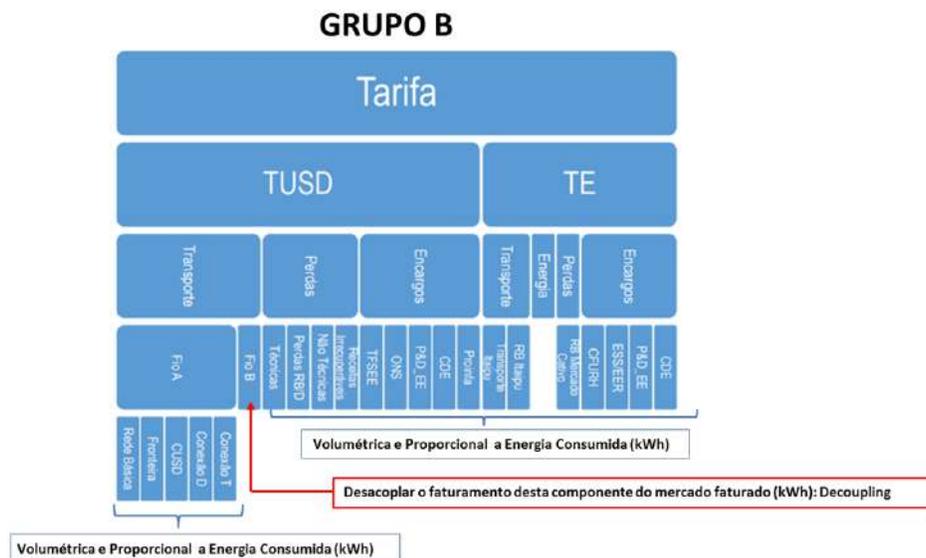
Uma vez diagnosticados os problemas inerentes ao atual modelo de tarifação de energia elétrica,³⁶ voltaremos nossa atenção para a construção de uma alternativa regulatória que consiga enfrentar todos os problemas elencados anteriormente e, ao mesmo tempo, garantir a inserção sustentável de novas tecnologias no setor elétrico nacional. Para tanto, iniciaremos nossa jornada apresentando os traços gerais de uma nova abordagem regulatória conhecida como *Decoupling*. Esta abordagem tem ganhado destaque cada vez maior na literatura internacional sobre regulação econômica de *utilities* e representa o *background* teórico sobre o qual construiremos nossa proposta. A este respeito, conforme descrito no documento *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application – RAP*:

Decoupling is a tool intended to break the link between how much energy a utility delivers and the revenues it collects. Decoupling is used primarily to eliminate incentives that utilities have to increase profits by increasing sales, and the corresponding disincentives that they have to avoid reductions in sales. It is most often considered by regulators, utilities, and energy-sector stakeholders in the context of introducing or expanding energy efficiency efforts; but it should also be noted that, on economic efficiency grounds, it has appeal even in the absence of programmatic energy efficiency. (LAZAR *et al.*, 2016)

Apreende-se pela leitura do texto que, no âmbito do setor elétrico, um mecanismo de *Decoupling* poderia ser concebido para atuar de forma a “desvincular” a receita da concessionária do volume de energia faturado. Assim, partindo da estrutura de custos apresentadas anteriormente neste documento, propõe-se um mecanismo de *Decoupling* que atue somente sobre a parcela de custos da

36 Ou, em termos mais formais, do algoritmo de definição da fatura.

distribuidora (TUSD Fio B), mantendo-se para os demais itens tarifários a forma de cobrança atual (volumétrica e em função do kWh consumido). Este procedimento é ilustrado na figura 9, mostrada a seguir.



Fonte: Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), com adaptações.

Figura 9. Decoupling aplicado ao modelo tarifário da Baixa Tensão

Uma vez definido que os custos da distribuidora (TUSD Fio B) não serão cobrados em função do consumo medido (em kWh), é necessário definir qual parâmetro de faturamento será utilizado para a cobrança desta categoria de custos. A este respeito, e tendo em vista os objetivos que esta alternativa regulatória pretende alcançar, sugere-se que os custos da distribuidora sejam faturados em termos de planos tarifários que estabeleçam um montante de consumo previamente contratado.³⁷

Neste modelo, caso o consumo mensal seja igual ou inferior ao do plano contratado, o consumidor paga o valor do plano. Por outro lado, caso o consumidor ultrapasse o limite de consumo do plano contratado, ele paga um excedente, que será revertido à modicidade tarifária no próximo processo de

³⁷ Por este motivo, o modelo de tarifação aqui proposto recebeu o nome de “tarifação via planos”.



reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão).³⁸ A seguir, outras diretrizes que acompanham esta alternativa regulatória:

- i. A escolha do plano tarifário deverá ser feita no momento da ligação ou nos dois meses que antecedem os processos tarifários (reajuste ou revisão) das distribuidoras.
- ii. Ao longo do ano tarifário,³⁹ e em período diverso do definido no item anterior, caso o consumidor opte por migrar para um plano de valor mais alto (mais caro), ele poderá fazê-lo sem nenhum ônus, bastando informar o seu desejo de mudança para a concessionária. Todavia, caso o consumidor opte por migrar para um plano mais baixo (mais barato), ele deverá esperar a próxima janela de mudança (dois meses que antecedem o reposicionamento tarifário) ou pagar uma taxa de mudança de plano, que corresponde à diferença entre os valores dos planos multiplicada pelo número de meses restantes até o próximo reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão).⁴⁰
- iii. Em termos de custos da distribuidora (TUSD Fio B), tanto os clientes com geração distribuída quanto os demais serão faturados da mesma forma: em função do plano contratado.

Em uma linguagem mais formal e matematizada, esta alternativa regulatória implica alterar o algoritmo de definição das faturas descrito anteriormente para uma formatação tal como mostrada na equação a seguir.

$$FP_i = \begin{cases} TP_i + (CM * TR_{DC}) & \text{se } CM < CCI \\ TP_i + (CM * TR_{DC}) + TR_{Excedente} * (CM - CCI) & \text{se } CM > CCI \end{cases} \quad (3.1)$$

Onde:

TP_i = Tarifa do plano "i" (R\$/mês);

CM = Consumo medido no período de faturamento (kWh);

³⁸ Este procedimento seria idêntico ao que ocorre hoje no grupo A em relação ao excedente de reativo e ultrapassagem de demanda.

³⁹ O ano tarifário se refere ao período de doze meses entre dois processos de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão) consecutivos.

⁴⁰ Este procedimento é bastante similar ao adotado hoje por empresas de telefonia. Estas empresas, embora apresentem uma estrutura de indústria de rede, não estão sujeitas a uma política de preços regulados.



CC_i = Consumo contratado do plano "i" (kWh);"

TR_{DC} = Tarifa para cobertura dos demais componentes de custo, exceto TUSD Fio B" (R\$/mês);"

$TR_{Excedente}$ = Tarifa de excedente (R\$/kWh).

No algoritmo apresentado acima fica claro que a fatura do cliente continua sendo tanto maior quanto maior for o seu consumo, e que apenas uma pequena parcela da tarifa⁴¹ (TUSD Fio B) terá sua forma de cobrança alterada. Uma vez estabelecido este novo algoritmo de cálculo da fatura, passa-se a detalhar como é definido cada um dos seus componentes.

- i. *Fatura do cliente do plano i (FPi)*: corresponde ao valor da fatura que será paga pelo cliente antes da incidência de impostos e tributos (ICMS e PIS/Cofins).⁴²
- ii. *Tarifa do plano "i" (TPi)*: corresponde ao valor que o consumidor pagará para a distribuidora, em base mensal, para a cobertura dos custos do serviço de distribuição (TUSD Fio B). Para se definir esta tarifa podem ser utilizadas diversas alternativas, mantendo-se apenas como condição de contorno que o somatório das receitas arrecadadas com cada plano seja igual ao valor de parcela B (VPB) alocado na Baixa Tensão (grupo B)⁴³ no momento do processo de reposicionamento tarifário (reajuste ou revisão).

Para ilustrar este procedimento, considere uma situação hipotética em que tenha sido definido um VPB para a distribuidora X de R\$ 1,5 bilhão no momento do seu reajuste tarifário anual.⁴⁴ Deste valor, R\$ 450 milhões foram alocados no grupo A e R\$ 50 milhões na classe de iluminação pública. Sendo assim, seriam alocados ao grupo B o valor restante de R\$ 1 bilhão, distribuído conforme os planos definidos na tabela a seguir.

41 Em média, este item (TUSD Fio B) corresponde a 20% do total de custos embutidos na tarifa.

42 Também não estão incluídas as taxas de iluminação pública nem qualquer outra taxa que porventura venha a ser cobrada na fatura de energia elétrica do cliente.

43 A forma de se alocar os custos da distribuição entre os grupos A e B continuaria sendo realizada exatamente da mesma forma como é feita hoje, ou seja, com base em valores estimados de custo marginal.

44 Este mesmo raciocínio também se aplicaria, de forma idêntica, no caso de um processo de revisão tarifária.



Tabela 1. Planos, tarifas e receitas arrecadadas

Plano	Consumo contratado (kWh)	Tarifa do plano (R\$/Mês)	Número de consumidores	Receita arrecadada
Plano 1 (Plano base)	CC_{PB}	$TP_1=TB^*$	NC_{P1}	$RA_1=TP_1*NC_{P1}$
Plano 2	CC_{P2}	$TP_2=TB^* (CC_{P2}/CC_{PB})$	NC_{P2}	$RA_2=TP_2*NC_{P2}$
Plano 3	CC_{P3}	$TP_3=TB^* (CC_{P3}/CC_{PB})$	NC_{P3}	$RA_3=TP_3*NC_{P3}$
Plano 4	CC_{P4}	$TP_4=TB^* (CC_{P4}/CC_{PB})$	NC_{P4}	$RA_4=TP_4*NC_{P4}$
Plano 5	CC_{P5}	$TP_5=TB^* (CC_{P5}/CC_{PB})$	NC_{P5}	$RA_5=TP_5*NC_{P5}$
Plano 6	CC_{P6}	$TP_6=TB^* (CC_{P6}/CC_{PB})$	NC_{P6}	$RA_6=TP_6*NC_{P6}$
Plano n	CC_{Pn}	$TP_n=TB^* (CC_{Pn}/CC_{PB})$	NC_{Pn}	$RA_n=TP_n*NC_{Pn}$

Fonte: Elaboração do autor.

A escolha do portfólio de planos oferecidos aos consumidores e o consumo contratado em cada um deles (CCi) poderiam ser estabelecidos pelo Regulador de maneira uniforme para todas as distribuidoras ou definidos a partir de proposta de cada concessionária a ser homologada pela Aneel. Uma vez estabelecido o valor do consumo contratado de cada plano, pode-se facilmente definir uma tarifa-base (TB), a partir da qual as tarifas dos outros planos serão referenciadas. Para isso, basta aplicar as equações 2 e 3 abaixo:

$$VPB_{Grupo B} = 12 * \sum_{i=1}^n RA_i \quad (3.2)$$

Onde:

VPBGRUPO B = Valor da parcela B alocada na Baixa Tensão" (R\$);"

RA_i = Receita a ser arrecadada com o plano "i" (R\$/mês)."

Sabendo que o valor de RA_i corresponde ao produto da tarifa do plano "i" (TP_i) pelo número de consumidores enquadrados neste plano "i" (NC_i), e usando as relações entre a tarifa de cada plano e a tarifa-base (TP_i e TB),

expressas na coluna 3 da tabela 1,⁴⁵ pode-se encontrar o valor da tarifa-base como se segue:

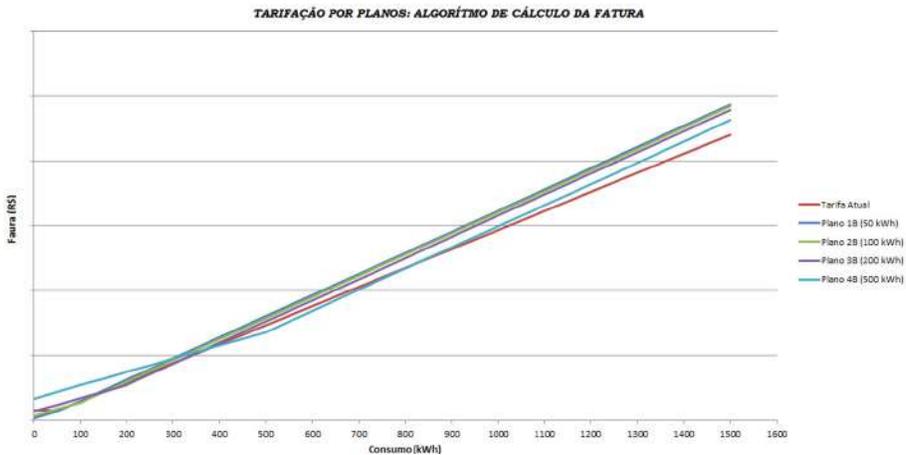
$$TB = \frac{1}{12} * \frac{VPB_{Grupo B}}{\sum_{i=1}^n NC_i * \left(\frac{CC_i}{CC_{PB}}\right)} \quad (3.3)$$

Conhecido o valor da tarifa-base (TB), pode-se estabelecer o valor da tarifa de cada plano (TP_i), a qual será usada para faturar os consumidores em relação aos custos da distribuidora (TUSD Fio B).

- iii. *Consumo medido (CM)*: corresponde ao consumo medido em kWh no período de faturamento.
- iv. *Consumo contratado do plano “i” (CC_i)*: corresponde ao valor-limite de cada plano a partir do qual o consumidor passa a pagar “excedente de consumo”. Conforme mencionado anteriormente, “a escolha do portfólio de planos oferecidos e o consumo contratado em cada um deles (CC_i) poderiam ser estabelecidos pelo Regulador para todas as distribuidoras de maneira uniforme ou definidos a partir de proposta da concessionária a ser aprovada pela Aneel”.
- v. *Tarifa dos demais custos (TR_{DC})*: corresponde à tarifa, em R\$/kWh, que engloba todos os demais componentes de custo incorporados a ela, exceto a TUSD Fio B. O conjunto de todos estes itens de custo pode ser visto de forma detalhada na figura 9, mostrada anteriormente.
- vi. *Tarifa de excedente (TR_{Excedente})*: corresponde ao valor da tarifa, em R\$/kWh, que será usado como referência para faturar o consumidor que ultrapassar o consumo contratado do seu plano (CC_i). Ela será definida pelo valor da TUSD Fio B multiplicada por uma constante (multiplicador).

Definido cada um dos componentes que irão integrar o novo algoritmo de determinação da fatura (tarifa), pode-se expressá-lo em termos gráficos tal como mostrado a seguir.

45 Conforme será descrito posteriormente, esta relação entre a tarifa dos vários planos poderia ser definida através de uma infinidade de formas, a depender dos objetivos do Regulador. Neste caso específico, considerou-se que o valor do plano é função direta do consumo contratado em cada um, não incluindo nenhuma outra variável na precificação.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 10. Tarifação via planos (representação gráfica do algoritmo)

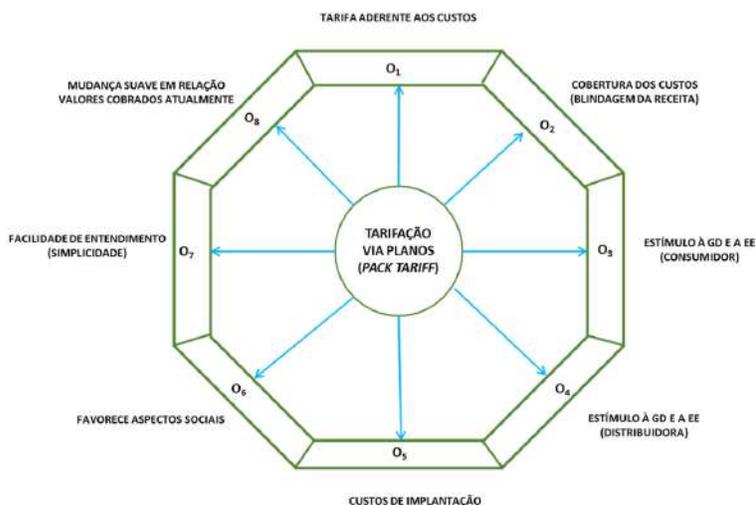
Pela observação do gráfico acima é possível notar que o modelo de tarifação proposto neste ensaio é representado por várias retas, cada uma correspondendo a um plano, cuja inclinação será sempre positiva e se acentuará após a ultrapassagem do consumo contratado de cada plano.⁴⁶

Cabe destacar que este modelo pode ser calibrado de forma a alterar muito pouco o valor das faturas pagas atualmente pelos consumidores, ao mesmo tempo que também atende a uma série de outros objetivos desejáveis em um modelo de tarifação eficiente e sustentável, como mostra a avaliação de seus resultados, realizada na seção seguinte.

3.4 Avaliação dos resultados

A alternativa regulatória proposta neste ensaio (tarifação via planos) atende de maneira satisfatória a uma série de objetivos desejáveis, tal como demonstrado na figura 11 e na descrição que se segue.

⁴⁶ Estas retas correspondem à representação gráfica do algoritmo definido na equação 1. A proximidade entre as curvas e a sua inclinação podem ser facilmente manipuladas no sentido de atender aos objetivos previamente estabelecidos pelo Regulador.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 11. Tarifação via planos e objetivos contemplados

- i. *Tarifa aderente aos custos (O_1):* uma das grandes vantagens da proposta apresentada neste ensaio (tarifação via planos) é a sua elevada versatilidade em termos de alocação de custos da distribuidora (TUSD Fio B). Na formatação apresentada neste estudo, considerou-se uma relação linear e proporcional entre as tarifas de cada plano, ou seja, o valor da tarifa do plano com consumo contratado de 100 kWh/mês equivale ao dobro da tarifa do plano de 50 kWh/mês.⁴⁷ Todavia, esta formatação poderia ser facilmente alterada para incluir outros critérios na definição das tarifas de cada plano. Neste sentido, a incorporação de uma parte fixa a ser rateada por todos os consumidores, ou o estabelecimento de planos com tarifas distintas para consumidores monofásicos, bifásicos ou trifásicos constituem variantes oportunas e muito fáceis de serem testadas e implementadas. Independentemente da formatação que se adote, a única condição a ser preservada é a que garante que o somatório das receitas arrecadadas em cada plano seja igual ao VPB alocado na Baixa Tensão.

É possível argumentar que a tarifação via planos, sem alterações na Resolução nº 482/2012, poderia gerar subsídios cruzados que beneficiariam os

47 Isso é uma consequência direta da forma como foi definida a tarifa de cada plano: $TP_i = TB * \left(\frac{CC_i}{CC_{PB}}\right)$.



consumidores com Geração Distribuída (GD) em detrimento dos demais. Esta perspectiva assenta-se na hipótese equivocada de que os consumidores com GD, ao deixar de pagar pelos encargos e pelo serviço de transmissão (transporte), acabariam transferindo estes custos para os demais consumidores, elevando a tarifa destes últimos. Todavia, esta visão mostra-se míope e incompleta, uma vez que não leva em conta os impactos da GD na redução da tarifa de todos os consumidores, inclusive os que não a possuem. Isso ocorre porque o despacho das usinas no Sistema Interligado Nacional (SIN) é feito por ordem de mérito (custo), e, em tese, quanto mais GD, menor o custo deste despacho. Adicionalmente, embora possa haver algumas exceções pontuais, a GD proporciona uma inegável redução no nível de perdas técnicas do SIN, o que também contribui para reduzir a tarifa de todos os consumidores. Estes dois itens de custo (energia e perdas técnicas) chegam a representar mais de 50% dos custos totais da energia elétrica.⁴⁸

Neste cenário de elevada flexibilidade operacional do modelo proposto, torna-se fácil concluir que a tarifação via planos atende perfeitamente ao objetivo de se definirem tarifas aderentes aos custos.

- ii. *Cobertura dos custos (O_2):* o modelo de tarifação *monômnia* atualmente adotado na Baixa Tensão acaba por alocar o risco de mercado integralmente na distribuidora. Neste modelo, o crescimento do mercado acarreta uma elevação da receita e da lucratividade das distribuidoras, ocorrendo o inverso em caso de contração. Assim, nos períodos de retração do mercado, a concessionária acaba tendo uma redução de suas receitas sem uma correspondente redução de custos, o que acaba comprometendo o seu equilíbrio econômico-financeiro.

Por outro lado, no modelo de tarifação via planos, a receita da distribuidora estaria “blindada” em relação às retrações do mercado. Isto porque eventuais quedas do consumo não implicariam queda da receita de TUSD Fio B, a qual é fixada em função do plano contratado pelo consumidor. Mesmo nos casos em que haja a migração de um plano mais alto para um mais baixo, o pagamento da “taxa de mudança de plano” garante que a receita da distribuidora seja pre-

48 Maiores informações sobre a participação de cada componente de custo na formação da tarifa podem ser obtidas nas Notas Técnicas dos processos de reposicionamento tarifário das distribuidoras ou de forma consolidada em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/15495819/Agenda+de+Desonera%C3%A7%C3%A3o+Tarif%C3%A1ria+-+ANEEL/54e8a4b3-7889-e585-b820-6db4ceb31329?version=1.3>.



servada, assegurando a convergência da tarifação via planos, com o objetivo de cobrir os custos da distribuidora (blindagem da receita).

- iii. *Estímulo à GD e à EE por parte do consumidor (O_3):* no modelo de tarifação por planos ora proposto, o consumidor continua tendo um elevado incentivo para a implantação de GD ou de medidas de Eficiência Energética (EE), pois ambas representam economia de dinheiro. Cabe destacar também que, em relação ao modelo atual, a tarifação via planos acarretará o aumento da atratividade da GD para aqueles consumidores menores (abaixo de 100 kWh),⁴⁹ tanto no caso da geração local como no da geração remota. Isso porque estes consumidores poderão contratar planos de consumo baixos, com tarifas que seriam menores do que o pagamento da taxa mínima em vigor.
- iv. *Estímulo à GD e à EE por parte da distribuidora (O_4):* demonstrou-se anteriormente que o atual modelo de tarifação de energia elétrica emite às distribuidoras uma sinalização econômica contrária à expansão da GD e da EE em suas respectivas áreas de concessão. De forma oposta, a tarifação via planos estabelece uma sinalização econômica que torna a expansão da GD na área de concessão da distribuidora uma forma de aumentar a sua receita. Isso ocorre porque, nos casos de GD remota, os consumidores continuariam pagando o mesmo valor de TUSD Fio B (embora sua fatura como um todo reduzisse drasticamente), sendo ainda acrescentada a receita proveniente do pagamento da fatura da usina instalada para atendimento destes consumidores. Já para os casos de geração local, a eventual mudança de planos que o consumidor viesse a promover seria compensada pelo pagamento da taxa de mudança de plano, que neutralizaria qualquer perda de receita das distribuidoras.

A este respeito, cabe destacar ainda que o modelo de tarifação via planos viabilizaria a aplicação de estímulos adicionais à EE via fator X,⁵⁰ tal como previsto nos novos contratos de concessão. Esta possibilidade é praticamente impossível de ser implantada no modelo de tarifação volumétrica atual.

49 Estes correspondem a mais de 90% do número total de consumidores.

50 O aditivo contratual que renovou a concessão das distribuidoras estabelece, na subcláusula décima quinta da cláusula sexta, que “nos processos de Revisão Tarifária Ordinária serão estabelecidos os Valores e a Forma de Cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição Energia Elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do Serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL” (ANEEL, 2019).

- v. *Custos de implantação (O_5)*: por não requerer a instalação de nenhum novo equipamento de medição (medidores de consumo horário ou de demanda, por exemplo), o modelo de tarifação via planos tem custos de implantação bastante reduzidos, que se limitariam às despesas com a divulgação do novo modelo tarifário junto aos consumidores. Os custos das distribuidoras para adequar os sistemas de faturamento também se mostram bastante irrisórios.
- vi. *Favorecimento de aspectos sociais (O_6)*: o intuito de privilegiar aspectos sociais na construção das tarifas de energia elétrica esbarra no objetivo de se estabelecerem tarifas aderentes ao custo. O *trade off* entre estes dois objetivos torna-se nítido quando se considera que parte significativa dos custos da distribuidora tem natureza de custo fixo e independe do volume de energia consumido. Assim sendo, ao cobrar estes custos em função do volume de energia consumido, o modelo de tarifação atual acaba favorecendo aspectos sociais em detrimento do objetivo de se construir tarifas aderentes ao custo. Em termos mais diretos, isto equivale a dizer que quem tem uma renda maior consome mais energia e paga mais, independentemente de o custo da distribuidora para atendimento deste cliente ser maior ou não do que de outro consumidor com consumo menor.

Neste cenário, o que cabe destacar é que o modelo de tarifação via planos é bastante versátil, permitindo que ambos os objetivos sejam calibrados de acordo com as intenções do Regulador. Esse modelo poderia privilegiar os aspectos sociais ao estabelecer uma relação de tarifas entre os planos definida predominantemente em função do volume contratado em cada um. De forma alternativa, a tarifação via planos poderia também dar um maior peso ao objetivo de aderência aos custos, incluindo parcelas fixas na definição das tarifas (ou que fossem em função do número de fases do consumidor, por exemplo). Ambas as possibilidades são viáveis e facilmente implementáveis no modelo de tarifação via planos.

- vii. *Facilidade de entendimento pelos consumidores (O_7)*: a tarifação via planos não parece acarretar nenhuma dificuldade de entendimento por parte dos consumidores. Isso porque este modelo de tarifação já é praticado em outros setores, como o de telefonia, o que o torna familiar aos consumidores brasileiros.



viii. *Mudança suave em relação aos valores cobrados atualmente (O_8):* o atendimento a este objetivo visa assegurar que os consumidores não tenham variações bruscas no valor de suas faturas, o que poderia comprometer a receptividade e a aceitação do novo modelo tarifário. Em relação a este objetivo, é fato inconteste que a tarifação via planos é capaz de assegurar que as faturas tenham valores bastante próximos aos praticados atualmente, uma vez que introduz mudanças na forma de cobrança de apenas um componente tarifário (TUSD Fio B), o qual representa menos de um quarto do total da fatura. Além disso, devido à versatilidade do modelo proposto, mesmo a cobrança deste componente tarifário (TUSD Fio B) poderia se manter em valores próximos aos praticados pelo modelo de tarifação vigente, bastando, para isso, calibrar a equação de cálculo da fatura (algoritmo) neste sentido.

A avaliação dos resultados da alternativa regulatória proposta neste trabalho (tarifação via planos) procurou evidenciar como ela atende a uma série de objetivos preestabelecidos. Ademais, ressalta-se também que o modelo de tarifação ora proposto dispensa qualquer ajuste na Resolução nº 482/2019,⁵¹ uma vez que resolve, de forma direta, as externalidades negativas associadas à expansão da GD (*cost shifting* e perda de receita das distribuidoras), sem a necessidade de alterar o sistema de compensação previsto naquela norma.

4 A AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE E O PROBLEMA DOS CONTRATOS LEGADOS

4.1 Contextualização

Conforme apontado na introdução deste trabalho, a partir de meados da última década do século passado o marco regulatório do setor elétrico nacional foi objeto de profundas transformações. Neste quesito, destaca-se a segmentação institucional da cadeia produtiva do setor elétrico em quatro negócios complementares e interdependentes: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Dentro deste contexto normativo mercadológico, foram

51 Este tema tem sido alvo de muita polêmica no setor atualmente.





instituídos dois ambientes em que a energia elétrica poderia ser comercializada: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, os agentes negociam seus contratos de forma bilateral, fazendo com que o preço da energia seja definido através de parâmetros mercadológicos livremente negociados entre compradores e vendedores. Por outro lado, no ACR, todo o processo de contratação é feito através de leilões regulados em que a energia comercializada é integralmente alocada às distribuidoras através de contratos de longo prazo, cujos preços são definidos no momento do leilão e reajustados anualmente durante a vigência do acordo.⁵² A estes contratos provenientes de leilões regulados somam-se outros, nos quais a energia é alocada compulsoriamente às distribuidoras (como é o caso de Itaipu, Angra, Cotas e Proinfa), complementando o universo daqueles acordos que vêm sendo chamados no SEB de “contratos legados de energia”.

Diagnosticada a origem e a natureza dos contratos legados, torna-se fácil perceber que a recente e intensa discussão relativa à expansão do mercado livre de energia deve necessariamente passar pela equalização dos problemas associados a estes contratos. Isso porque a simples possibilidade de migração de clientes do regime cativo para o regime livre, ou no sentido inverso, levará à necessidade de uma maior flexibilização no portfólio de contratos das distribuidoras como forma de se adequarem à quantidade demandada de energia pelos clientes cativos com os montantes contratados pelas concessionárias de distribuição para atendimento destes consumidores. Todavia, na prática, esta flexibilização no portfólio de contratos das distribuidoras esbarra nas rígidas condições contratuais de preço, prazo e quantidade associadas aos contratos legados, evidenciando como a existência desta categoria de contratos pode acabar impondo obstáculos à expansão equilibrada do mercado livre de energia, caso não lhes seja dado um tratamento regulatório adequado.

Partindo do contexto delineado anteriormente, esta seção procura realizar um diagnóstico sistêmico das várias espécies de contratos legados, focando em suas diretrizes relativas a preço, prazo e quantidade contratada. A partir deste diagnóstico, são então sugeridos e testados alguns instrumentos regulatórios que poderiam ser utilizados para permitir a convivência dos contratos legados com a expansão equilibrada do mercado livre de energia. Em sua essência, os

⁵² Alguns se referem a este modelo de leilões como uma forma de competição “pelo mercado”, enquanto a negociação bilateral do mercado livre é chamada de competição “no mercado”.



instrumentos regulatórios avaliados neste artigo procuram atuar no sentido de tornar o produto “energia” mais “homogêneo” e menos dependente de elementos associados à forma ou à fonte a partir da qual a energia é gerada.

Neste quesito, cabe ressaltar que vários dos instrumentos regulatórios avaliados neste trabalho (separação de lastro e energia, descotização, fim da energia incentivada etc.) já foram apresentados e discutidos na Consulta Pública MME nº 33/2017. O que se busca neste ensaio é promover o aprimoramento destes instrumentos através de uma avaliação sistêmica que incorpore também outros instrumentos regulatórios capazes de tornar o mecanismo de mercado mais atuante na definição do preço da energia e, simultaneamente, assegurar o respeito aos contratos vigentes e à financiabilidade da expansão do sistema.

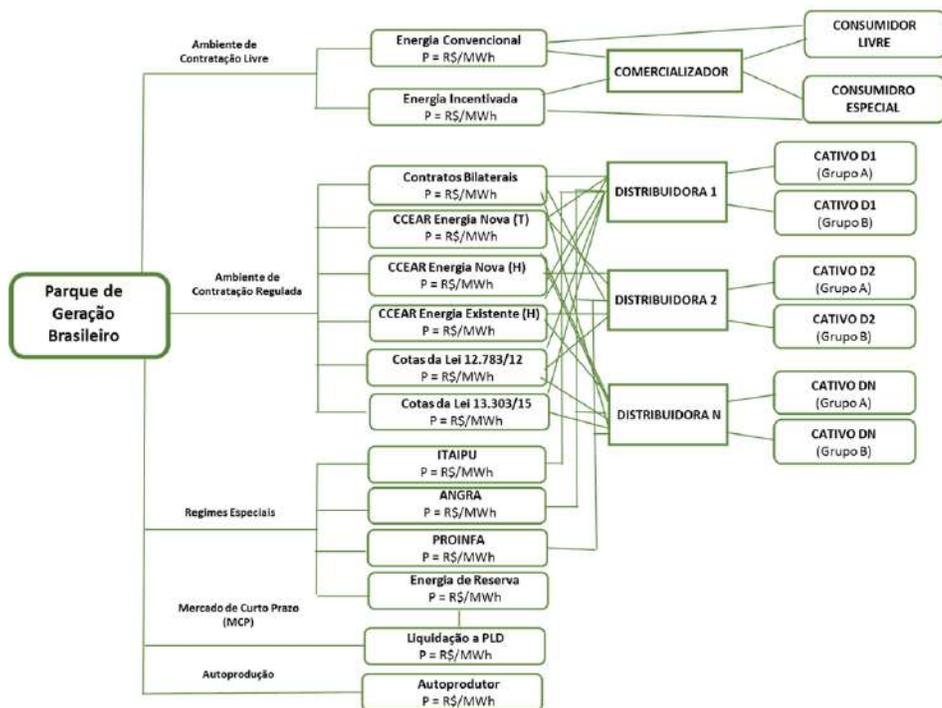
4.2 Delimitação do problema

Conforme apontado anteriormente, o marco regulatório atual institui dois ambientes para que os geradores negociem seu produto: o ACL e o ACR. No primeiro, participam geradores, comercializadores, consumidores livres e importadores. Interagindo neste ambiente de contratação livre, estes agentes negociam seus contratos de forma bilateral, e, por conseguinte, o preço da energia é definido segundo as condições livremente negociadas. No segundo, por sua vez, participam geradores e concessionárias de distribuição, e todo o processo de contratação é operacionalizado através de leilões regulados e promovidos pela Aneel.

Além dos dois ambientes de comercialização de energia discutidos anteriormente, existem também alguns empreendimentos de geração que, devido a condições específicas, tem sua energia negociada através de regimes especiais. Este é o caso de Itaipu, Angra, Proinfa e energia de reserva.

Completando este quadro, o modelo comercial do setor elétrico inclui também o chamado “mercado de curto prazo”. Nele os preços são definidos em base semanal e segundo as condições de despacho. O mercado de curto prazo tem a função de liquidar as posições em aberto dos agentes (posições contratuais descobertas), e seu preço é conhecido com Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A figura 12 ilustra como se dá a comercialização de energia no SIN.





Fonte: Elaboração do autor.

Figura 12. Comercialização de energia elétrica (modelo vigente)

Um primeiro ponto que chama a atenção na figura decorre da segmentação do produto “energia” entre nova e existente. Tal segmentação, fruto da regulação econômica vigente no setor, fundamenta-se no pressuposto de que a energia nova deveria ter um valor mais elevado do que a energia existente, porque a produção de energia nova implica custos com a implantação do empreendimento, enquanto a energia velha é proveniente de usinas que já se encontram construídas e, assim sendo, prescinde das despesas com investimento.⁵³

Partindo deste pressuposto, conclui-se que haveria uma impossibilidade de competição entre energia existente e energia nova, tendo em vista o custo menor da primeira. Esta diferenciação de um produto idêntico (energia elétrica) em dois produtos distintos (energia nova e energia velha), embora possa parecer

⁵³ Neste quesito, cabe lembrar que a instituição da bonificação de outorga no processo de renovação de concessões de usinas hidrelétricas acabou comprometendo parte desta lógica argumentativa.



sutil, acaba levando a um incremento dos custos de transação⁵⁴ e a uma perda de eficiência do mercado. Ademais, a suposição de que custos diferentes de um produto idêntico poderiam levar a preços diferentes para este mesmo produto acabou não se mostrando verdadeira, uma vez que os leilões de energia existente, em alguns momentos, acabaram negociando energia a um preço mais elevado do que os leilões de energia nova.⁵⁵

Adicionalmente, a análise da figura 12 permite vislumbrar também a diversidade de modalidades contratuais que atualmente habitam o SEB. Em cada uma delas, as condições de preço, prazo e quantidade são definidas de forma específica. A seguir, cada uma destas modalidades de contratação é discutida de forma sucinta.

4.2.1 Modalidades contratuais no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

- i. *Contratos de energia convencional*: são aqueles negociados de forma bilateral entre agentes compradores e vendedores, e que não envolvem o uso de energia proveniente de fontes incentivadas.
- ii. *Contratos de energia incentivada*: são aqueles negociados de forma bilateral entre agentes compradores e vendedores, e que envolvem somente o uso de energia proveniente de fontes incentivadas, incluindo descontos na tarifa de transporte (transmissão e distribuição).

4.2.2 Modalidades contratuais no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

- i. *Contratos bilaterais (CB)*: são os firmados a partir da livre negociação entre os agentes de geração e as concessionárias de distribuição, e que foram celebrados antes da promulgação da Lei nº 10.848/2004. Representam uma participação cada vez menor no universo de contratos, uma vez que, depois de vencidos, não podem ser renovados.

54 O incremento dos custos de transação se manifesta na necessidade de criação, compreensão e estabelecimento de regulamentações e nos custos de monitorá-las.

55 Vide leilões de energia existente realizados no ano de 2015, que apresentaram preços mais elevados do que os da energia nova que havia entrado no sistema naquele ano.

- ii. *Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)*: refere-se aos contratos de comercialização de energia elétrica celebrados no âmbito do ambiente regulado e negociados através de leilões previstos na Lei nº 10.848/2004. Os CCEARs dividem-se em contratos de energia nova e de energia existente. Cada uma destas modalidades se subdivide ainda em contratos por quantidade (risco hidrológico do vendedor) e contratos por disponibilidade (risco hidrológico do comprador).
- iii. *Cotas de garantia física da Lei nº 12.783/2013 (MP nº 579/2012)*: referem-se à parcela de energia decorrente do rateio das cotas de garantia física das usinas cujas concessões foram prorrogadas ou relicitadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.
- iv. *Cotas de garantia física da Lei nº 13.303/2015*: referem-se à parcela de energia decorrente do rateio das cotas de garantia física das usinas cujas concessões foram relicitadas a partir da promulgação da Lei nº 13.303/2015.

4.2.3 Modalidades contratuais nos regimes especiais

- i. *Contratos de Itaipu*: referem-se à energia comercializada pela Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. Estas concessionárias são aquelas localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país.
- ii. *Contratos de Angra I e II*: referem-se à energia comercializada pelas usinas nucleares de Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.
- iii. *Energia de reserva*: a energia de reserva é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN e é proveniente de usinas especialmente contratadas para este propósito, seja de novos empreendimentos de geração, seja de empreendimentos existentes.

Embora não seja objetivo desta seção se debruçar sobre as especificidades de cada uma destas modalidades de contratação de energia elétrica, é conveniente sublinhar que esta miríade de formas acaba levando à prática de preços bastante diversos e dependentes do regime de exploração a que o empreendimento está sujeito.



A este respeito, é suficiente apontar aqui que grande parte dos contratos transacionados no ambiente regulado e nos regimes especiais é regida por um modelo que optou por definir os preços a partir de uma estimativa de custos, tal como preconizado nos pressupostos de uma Teoria do Valor do Trabalho (custo).⁵⁶ Já os contratos celebrados no ACL têm seus preços definidos pelas forças do mercado (condições de oferta e demanda em dado momento), aproximando-se assim dos pressupostos da Teoria da Utilidade Marginal, enquanto teoria de definição do valor.

Partindo destas constatações, a seção seguinte procura estruturar uma nova engenharia regulatória para o processo de comercialização de energia elétrica que seja capaz de ampliar a atuação das forças de mercado na formação dos preços e, ao mesmo tempo, garantir a expansão da oferta e o respeito aos contratos vigentes.

4.3 Proposta de alternativa regulatória

A seção anterior mostrou que o segmento de geração de energia elétrica tem seu regime de exploração (modelo de regulação econômica) definido por empreendimento. Ato contínuo, o regime de exploração definirá como se dará a formação dos preços da energia negociada por cada empreendimento. Nestes termos, embora o produto “energia elétrica” possa ser encarado como uma *commodity*,⁵⁷ a regulação econômica que rege os preços da energia elétrica no segmento de geração acaba desprezando esse atributo.

Assim desenhado, o marco regulatório do setor de geração acaba restringindo a atuação do mecanismo de preços como elemento indutor da eficiência do mercado. Este fato foi reconhecido nas propostas de aprimoramento do setor elétrico apresentadas pelo MME, tal como pode ser observado na transcrição da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.⁵⁸

56 Esta característica se torna clara nos contratos relativos às cotas de garantia física, à Itaipu e à Angra I e II. Já os CCEARs têm seus preços definidos pelo mercado, via leilão; porém, no caso dos CCEARs de energia nova, estes preços se tornam “engessados” por praticamente todo o período da concessão, inviabilizando uma atuação mais robusta das forças de mercado ao longo do tempo. Estas contratações de longo prazo eram justificadas pela necessidade de se assegurar a financiabilidade dos projetos a partir de seus fluxos de receitas (project finance).

57 O termo *commodity* foi utilizado no sentido de que a energia elétrica é um produto idêntico para o usuário final (gera a mesma utilidade), independentemente de qual seja a fonte ou a idade dos ativos que a produziu.

58 Esta nota técnica foi disponibilizada na Consulta Pública MME nº 33/2017, que tinha como

3.13. Estas contribuições apontaram elevado grau de convergência quanto à necessidade de medidas e instrumentos para um aprimoramento no modelo comercial do setor elétrico, as quais foram sintetizadas em nível conceitual e principiológico na Nota Técnica nº 3/2017/AEREG/SE (SEI nº 0040829) e reproduzidos abaixo:

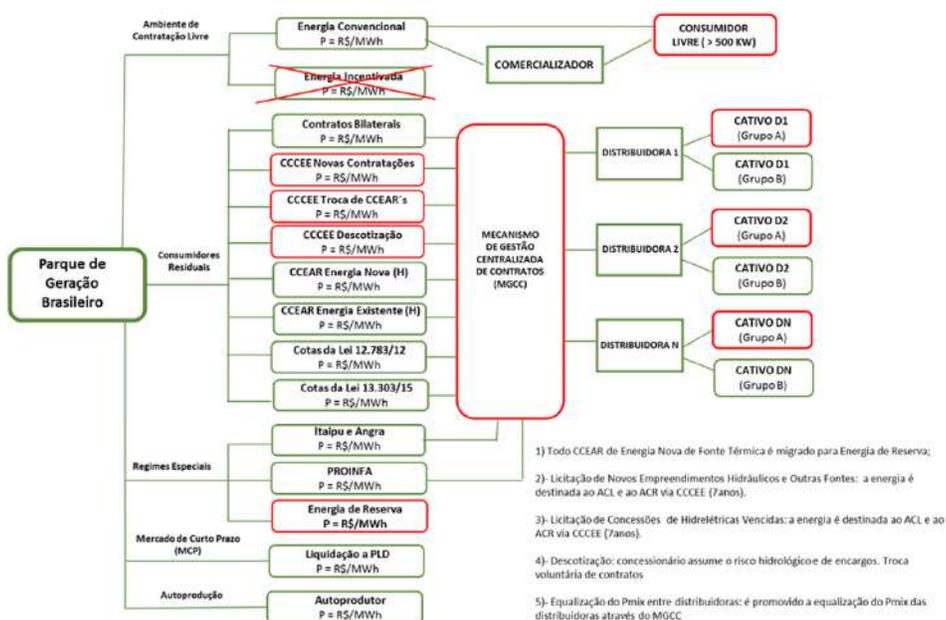
IX – homogeneização do produto energia, evitando modalidades ou subprodutos que inibam a competição, de modo que eventuais estímulos, incentivos ou compensações por externalidades ocorram fora desse ambiente de negociação homogêneo, não afetando a formação do preço [...]. (MME, 2017; grifo nosso)

Nos termos apontados acima, nota-se o desejo explícito do poder concedente em aprimorar o modelo comercial do setor elétrico, tornando o produto “energia elétrica” mais “homogêneo”, e, a partir daí, induzir uma maior concorrência na formação dos preços.

Partindo deste cenário, a presente seção tem o objetivo de propor uma nova engenharia regulatória que possa ser utilizada para estes fins, mantendo o respeito aos contratos vigentes. O arcabouço geral da proposta é apresentado na figura 13, e seu detalhamento é feito na sequência, quando serão mostradas as diferenças entre o modelo comercial proposto e o modelo comercial vigente (representado na figura 12).⁵⁹

tema o “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico”. Para maiores detalhes, ver: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaid=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp.

59 Na figura 13, procurou-se evidenciar as principais alterações através do uso da cor vermelha.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 13. Comercialização de energia elétrica (modelo proposto)

- i. *Migração dos contratos por disponibilidade de fonte térmica para energia de reserva:* no âmbito do ACR, os contratos das distribuidoras com usinas térmicas se dão através de contratos por disponibilidade, nos quais o chamado “risco hidrológico” é alocado nos compradores. O preço efetivo pago pela energia destes contratos irá depender das condições de despacho do SIN, o que acaba gerando diferenças entre os preços reconhecidos na tarifa das distribuidoras e aqueles efetivamente pagos por elas. Este descompasso de preços acaba gerando passivos ou ativos financeiros a serem transferidos para o consumidor que complicam ainda mais a efetivação e a liquidação das operações no mercado.

Por outro lado, caso os contratos por disponibilidade de fonte térmica fossem transferidos para energia de reserva, eles seriam liquidados a PLD, facilitando a operacionalização das transações e deixando os contratos do ACR mais homogêneos.⁶⁰ Quanto à eventual subcontratação involuntária das distribuidoras com

⁶⁰ A consultoria PSR já defendeu medidas nesse sentido como forma de aprimorar o modelo comercial.



esta migração dos contratos, ela poderia ser mitigada caso a transferência fosse feita em momentos de sobrecontratação sistêmica. Adicionalmente, a proposta de redução dos limites para que consumidores cativos se tornem livres por si mesma também atuaria na amenização deste problema, tornando estas duas medidas extremamente compatíveis e complementares.

- ii. *Criação de um mecanismo de gestão centralizada dos contratos do ACR:* As regras de contratação de energia pós-2004 (Lei nº 10.848/2004) mantiveram a vigência dos contratos antigos (pré-2004) e redefiniram os mecanismos para as novas contratações. No que se refere aos contratos antigos (bilaterais), como as transações ocorreram sobre uma base legal menos restrita do que a atual, eles apresentam variações significativas entre as distribuidoras tanto em termos de prazo quanto de preço.⁶¹ Já para as novas contratações, estabeleceu-se a obrigatoriedade de as distribuidoras adquirirem sua energia através de leilões realizados no ACR. Estes leilões negociam energia proveniente tanto de empreendimentos novos quanto de já existentes, e o preço a ser pago pela energia decorre dos resultados de cada leilão. Neste desenho de mercado, cabe às distribuidoras apenas definir qual a quantidade de energia que deseja adquirir em cada leilão. Assim, o portfólio de contratos de cada distribuidora torna-se função de seu histórico de contratações e inclui também os contratos que lhe são imputados de forma compulsória (Proinfa, Itaipu, cotas, Angra I e II).

Quanto aos preços de repasse da energia contratada pelas distribuidoras às tarifas dos consumidores finais, foram estabelecidos limites conforme a natureza e a modalidade de cada contrato. Sem se aprofundar em detalhes, o que cabe apontar aqui é que o valor de repasse aos consumidores finais está associado ao preço médio do portfólio de contratos de cada distribuidora. Mas, como a estrutura do portfólio de contratos de cada uma depende do histórico de contratações passadas e dos preços praticados nos leilões regulados de que a distribuidora participa, os preços de repasse dos custos de aquisição de energia para os consumidores finais irá variar bastante entre as empresas. Neste cenário, a adoção de um Mecanismo de Gestão Centralizada de Contratos (MGCC) seria capaz de simplificar enormemente a contratação de energia no ACR, levando à adoção de um mesmo preço de repasse para todas as distribuidoras do país.⁶²

61 Atualmente os contratos bilaterais constituem uma parcela bastante reduzida do universo de contratos.

62 A gestão centralizada de contratos também contribuiria para a redução dos custos regulatórios associados à gestão da Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias e aos cálculos da CVA Energia



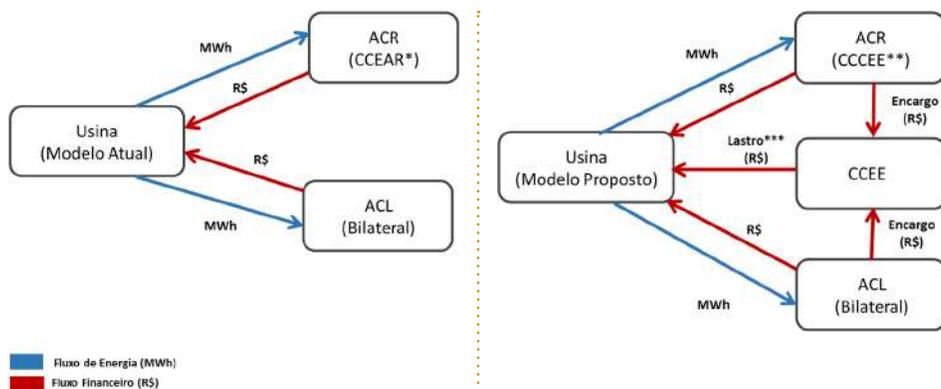
Adicionalmente, advoga-se que toda contratação de energia feita pelo mecanismo centralizador seja efetivada somente através de licitação (leilões) e que os contratos de compra de energia não tenham prazo superior a sete anos. Na figura 13, estes contratos foram denominados Contratos de Compra Centralizada de Energia Elétrica (CCCEE). A limitação do prazo dos contratos em sete anos visa tornar mais dinâmica a contratação, delegando cada vez a definição dos preços da energia às condições de mercado vigentes no momento da contratação.

- iii. *Separação entre lastro e energia*: a separação entre lastro e energia foi um dos temas mais polêmicos apresentados na Consulta Pública MME nº 33/2017 (Aprimoramento do Marco Regulatório do Setor Elétrico). Sem entrar nos detalhes desta polêmica, sugere-se que a distinção entre lastro e energia seja adotada apenas para os novos empreendimentos de geração, para aquelas concessões que, voluntariamente, aceitarem trocar seus Contratos de Cota de Garantia Física ou de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) por Contratos de Compra Centralizada de Energia Elétrica (CCCEE).⁶³ A figura 14 ilustra como se comportariam os fluxos financeiro e de energia neste novo modelo para as trocas de CCEARs por CCCEEs.⁶⁴ Nas seções seguintes serão detalhados os outros dois casos (descotização e licitação de novos empreendimentos).

por simplificar enormemente a operacionalização de ambos os processos.

- 63 Estas trocas deverão sempre ter caráter voluntário e incluirão também as Cotas de Garantias Físicas, como será mostrado posteriormente.
- 64 Os percentuais a serem destinados ao ACR e ao ACL dependeriam dos objetivos definidos pelo poder concedente no momento de mudança das normas. Todavia, como os CCCEEs têm duração de, no máximo, sete anos, assegura-se que a energia estará novamente disponível para negociação dentro de um curto período de tempo (até sete anos).





* CCEAR = Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (até trinta anos)

** CCCEE = Contrato de Compra Centralizada de Energia Elétrica (no máximo sete anos)

*** Lastro = valor recebido ao longo de todo o período da concessão

Fonte: Elaboração do autor.

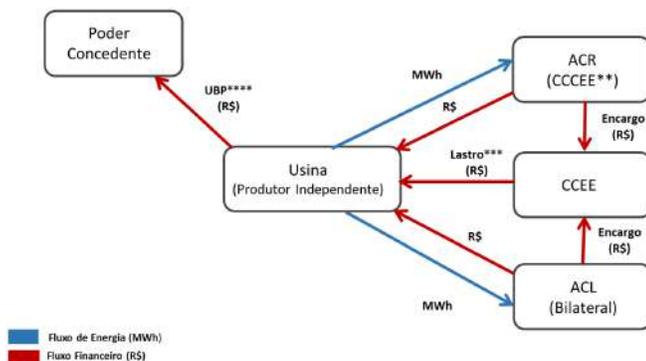
Figura 14. Troca de CCEARs por CCCEEs

Assim procedendo, os novos empreendimentos teriam total liberdade para negociar a energia gerada, seja através de contratos bilaterais no mercado livre, seja no mercado regulado através de CCCEEs. Ressalta-se que, neste modelo, a troca de contratos deveria ser promovida mediante licitação, e o valor a ser pago como lastro seria o critério utilizado para se definir o vencedor do leilão. Na prática, o lastro corresponderia a uma receita fixa paga mensalmente para o empreendedor, por todos os consumidores, livres e cativos, a título de encargos.

- iv. *Mudanças na forma de licitação de empreendimentos de geração:* as usinas hidrelétricas, uma vez expirados os seus prazos de concessão, deverão ser revertidas ao poder concedente para que ele promova a licitação destes ativos. Isso ocorre porque os potenciais hidrelétricos são bens da União,⁶⁵ sobre os quais o concessionário tem o direito de uso somente durante o período da concessão.

⁶⁵ Por esta ótica, as usinas de geração que não utilizam a fonte hidráulica (solar, eólica, térmicas etc.) não deveriam ser revertidas à União ao final de suas concessões. Isso porque elas não usufruem o UBP.

Assim sendo, visando manter a coerência com um modelo com separação de lastro e energia, sugere-se que as concessões de usinas hidrelétricas, uma vez vencidas, sejam relicitadas e o vencedor seja aquele que aceitar pagar o maior valor de Uso do Bem Público (UBP).⁶⁶ A figura 15 ilustra esta modelagem.



* CCEAR = Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (até trinta anos)

** CCCEE = Contrato de Compra Centralizada de Energia Elétrica (no máximo sete anos)

*** Lastro = valor recebido ao longo de todo o período da concessão

**** UBP = valor pago anualmente a título de Uso do Bem Público

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 15. Nova forma de licitação dos empreendimentos de geração

Pela observação da figura nota-se que as receitas do empreendimento licitado viriam tanto do pagamento pelo lastro quanto pela venda da energia no mercado livre (contratos bilaterais) e regulado (CCCEEs). Ressalta-se que, no momento da licitação, já estariam estipulados e conhecidos o valor do lastro (R\$/ano) e o valor do CCCEE (R\$/MWh), cujo prazo seria de sete anos. Assim, partindo de um valor piso da UBP, sairia vencedor da licitação o empreendedor que ofertasse o maior valor para este item.

Devido a sua simplicidade e eficácia, propõe-se que o modelo acima seja replicado nas licitações de novos empreendimentos de geração de energia (leilões de energia nova), qualquer que seja a fonte do empreendimento (hidráulica, solar ou eólica). Nestes casos, porém, deveria ser abolido o pagamento da UBP e utilizado o menor valor de pagamento de lastro como critério para se definir o vencedor da licitação. Isso porque nos novos empreendimentos será

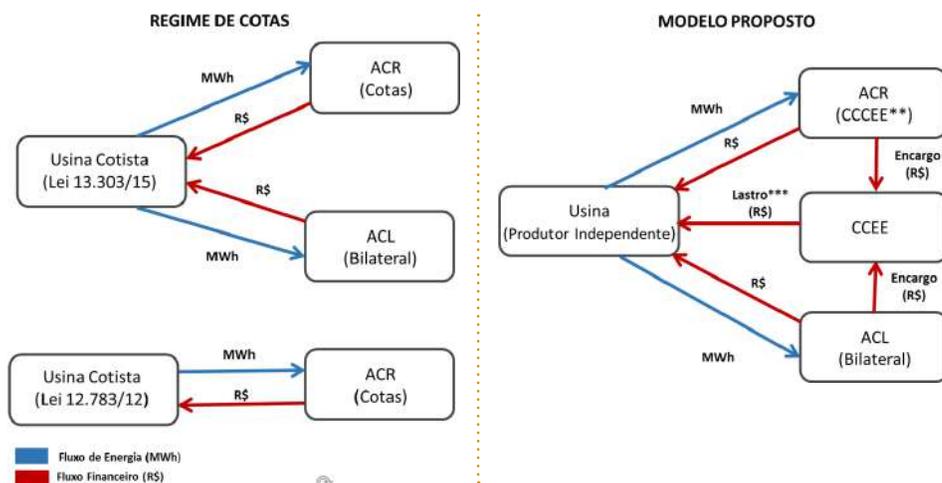
⁶⁶ Adicionalmente, sugere-se que todo valor pago a título de UBP seja revertido à modicidade tarifária através do abatimento de algum encargo, por exemplo, da CDE.



necessário o desembolso de investimentos para a construção da usina, o que não ocorre na licitação de concessões vencidas.

v) *Descotização*: a Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, alterou de forma significativa o arcabouço regulatório do SEB, dando fim a um imbróglgio que já se arrastava havia algum tempo: a renovação de concessões do setor elétrico. No que tange ao segmento de geração de energia elétrica, o novo marco regulatório inaugurado com a MP nº 579/2012 acabou gerando diversos impactos negativos, tais como: rompimento da filosofia regulatória que alicerçava o modelo setorial, transformando os preços da geração em tarifa regulada; transferência do risco hidrológico para os consumidores; aumento dos custos regulatórios.

Diante destes inconvenientes, sugere-se que a energia hoje vendida na forma de cotas seja gradualmente “descotizada”, dando origem a novos contratos em que o risco hidrológico seja assumido pela parte vendedora. Assim, de forma semelhante ao que foi proposto para as licitações de empreendimentos de geração, o processo de descotização levaria às situações ilustradas na figura 16.



* CCEAR = Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (até trinta anos)
 ** CCCEE = Contrato de Compra Centralizada de Energia Elétrica (no máximo sete anos)
 *** Lastro = valor recebido ao longo de todo o período da concessão

Fonte: Elaboração do autor.

Figura 16. Modelo de descotização



Visando resguardar um ambiente de respeito aos contratos, advoga-se que toda descotização seja efetivada através de processo licitatório em que os geradores cotistas decidam de maneira voluntária se desejam ou não participar do processo. Nestas licitações, o menor pagamento de lastro deveria ser adotado como critério para se definirem os vencedores do pregão, e os valores dos CC-CEEs seriam estipulados em função dos preços praticados atualmente por cada usina cotista.

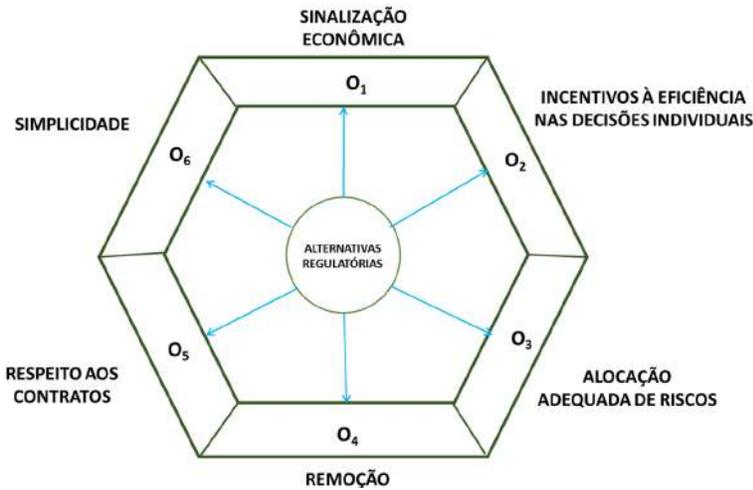
- vi. *Redução dos limites para entrada no mercado livre e fim da energia incentivada*: o modelo comercial do setor elétrico, em sua concepção original, previa duas classes de consumidores: livres e cativos. Posteriormente, criou-se também a figura do consumidor especial, que constitui uma espécie de cliente livre com requisito de carga menor (500 kW), mas com a obrigação de contratar energia de fontes alternativas.

Toda esta segmentação acaba ocasionando a “desomogeneização” do produto “energia elétrica” e prejudicando a atuação das forças de mercado. Neste sentido, o que se propõe aqui é que a categoria de energia incentivada seja eliminada e se abra a possibilidade de que todos os clientes do grupo A passem a poder operar no mercado livre. Este cenário foi destacado em vermelho na figura 13, mostrada anteriormente.

Uma vez apresentadas as sugestões de modernização do mercado de energia elétrica, é fácil perceber que parte considerável delas já havia sido objeto de discussão da Consulta Pública MME nº 33/2017. Procurou-se aqui promover um aprimoramento destas propostas no sentido de torná-las completas e operacionais. A seção seguinte faz uma avaliação dos resultados esperados a partir da implantação deste novo modelo comercial.

4.4 Avaliação dos resultados

Assim como foi feito em relação ao modelo tarifário proposto no capítulo anterior, passa-se a avaliar os resultados deste novo modelo comercial em sua relação com os objetivos preestabelecidos. Estes objetivos estão elencados na figura 17, a seguir, e correspondem àqueles definidos de forma explícita na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE. A compatibilidade do modelo comercial ora proposto com as finalidades descritas na figura 17 é avaliada na sequência.



Fonte: Elaboração do autor.

Figura 17. Novo modelo comercial e seus objetivos

- i. *Sinalização econômica (O_1):* a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE preconiza que a sinalização econômica deve atuar como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos. Este pressuposto está na base de regulações econômicas bem desenhadas e acompanha as alternativas regulatórias propostas anteriormente. Neste contexto, não é difícil perceber que todas as alternativas regulatórias foram concebidas de forma a privilegiar a sinalização econômica em detrimento do uso de mecanismos de comando e controle.
- ii. *Incentivo à eficiência nas decisões individuais (O_2):* de forma complementar ao objetivo anterior, a Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE recomenda que os incentivos (sinalização econômica) sejam criados de forma a promover a eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental. Neste sentido, conforme apontado no item anterior, é nítido que as alternativas regulatórias propostas neste ensaio atuam no sentido de promover a modicidade tarifária (já que usam primordialmente o mecanismo de leilões), a segurança do suprimento (pela forma como se dá a separação de lastro e energia e as contratações futuras) e a sustentabilidade socioambiental (ao permitir a inserção sustentável de fontes alternativas).



- iii. *Alocação adequada de riscos (O_3)*: independentemente do setor que será objeto de regulação, a construção de uma sinalização econômica eficiente requer que os riscos sejam alocados de maneira adequada. Este fato é explicitamente reconhecido na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, que estabelece:

A confiança em sinais econômicos como mecanismo de promoção de decisões individuais ótimas e alinhadas com interesses sistêmicos requer que os agentes sejam responsáveis pela gestão individual de riscos – afinal, a exposição de agentes aos ganhos ou perdas econômicas que resultam de suas decisões é que lhes fornece incentivos, e a possibilidade de ganhos ou perdas resume a definição de risco. (MME, 2017)

Neste contexto, destaca-se que a “descotização” e a nova forma de licitação de concessões de geração ora propostas foram concebidas de forma a alocar o risco hidrológico e o risco de variação de preços nos agentes geradores, já que são eles que podem geri-los melhor.

- iv. *Remoção de barreiras (O_4)*: a remoção de barreiras à participação de agentes no mercado foi incorporada nas propostas apresentadas e prevê a participação no mercado livre de todos os clientes, inclusive os menores. Todavia, recomenda-se que, para o segmento de Baixa Tensão, a abertura do mercado possa se efetivar somente após a implantação do MGCC e quando a contratação de energia representada pelos CCCEEs já estiverem consolidadas. Na prática, estas medidas levam a uma gestão centralizada dos contratos do ACR, instituindo uma espécie de provedor de última instância. Isso mitiga os problemas de sobrecontratação para as distribuidoras, ao mesmo tempo que garante um fornecedor de energia para aqueles clientes que não contrataram diretamente de geradores ou comercializadores.
- v. *Respeito aos contratos (O_5)*: o respeito aos contratos vigentes permeia todas as propostas apresentadas e mostra-se fundamental ao prever que as eventuais trocas de contratos só sejam efetivadas de forma voluntária, e nunca de maneira unilateral.
- vi. *Simplicidade (O_6)*: as propostas apresentadas anteriormente mostraram-se bastante simples de serem compreendidas e implantadas. Parte disso decorre da forma como foram concebidas e apresentadas. A este respeito, o uso de diagramas que descrevem a forma como se darão



os fluxos energéticos e financeiros sob cada alternativa regulatória e a relação destas alternativas com objetivos preestabelecidos mostrou-se de grande valia por aumentar o poder explicativo do que estava sendo proposto.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A cadeia produtiva da eletricidade se manteve praticamente estável e sem grandes transformações por um longo período de tempo. Todavia, a evolução tecnológica, a valorização da possibilidade de escolhas individuais e as novas condições de contorno socioambiental acabaram gerando fricções que evidenciaram o esgotamento do modelo regulatório e comercial que vigora no mercado de energia elétrica brasileiro.

Diante desta nova realidade, agentes públicos e privados passaram a debater uma série de aprimoramentos no marco legal e regulatório do SEB, num movimento que ficou conhecido como “modernização do setor elétrico”. No âmbito deste movimento, o MME instaurou a Consulta Pública nº 33/2017, que teve como objetivo estabelecer os elementos básicos de uma visão de futuro para o SEB. Os materiais disponibilizados na referida consulta apresentaram uma coerência admirável e constituíram uma verdadeira “aula” sobre regulação econômica do setor elétrico.

Estes materiais mostraram uma visão integrada e holística do SEB, e, partindo deles, as discussões que se seguiram revelaram-se de grande valia para que se promovesse uma profunda reflexão técnica acerca de quais são os reais problemas a serem enfrentados e quais as alternativas que se colocam para sua solução.

Nestes termos, a figura 18, construída a partir dos principais elementos apresentados na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, procura sintetizar os contornos analíticos que balizam todo este esforço em prol da modernização do SEB.



Fonte: Elaboração do autor com base na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE.

Figura 18. Modernização do SEB (visão geral)

Neste contexto de reflexões e desafios, o presente trabalho procurou complementar as discussões, apresentando propostas concretas de aprimoramento do marco regulatório que enfrentem os problemas apontados e atendam a objetivos preestabelecidos. Tais alternativas foram descritas em detalhes e modeladas através diagramas que buscam esclarecer os efeitos das mudanças propostas.

De forma mais específica, o trabalho se centrou em apresentar um novo modelo tarifário para a Baixa Tensão que possibilitasse a acomodação suave e harmônica das novas tecnologias associadas aos REDs e que, ao mesmo tempo, não comprometesse o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias já atuantes no setor elétrico nacional. Na sequência, foram apresentados alguns instrumentos regulatórios que, em seu conjunto, constituem as bases de um novo desenho do modelo de comercialização de energia elétrica, capaz de assegurar a expansão do mercado livre sem desprezitar os contratos vigentes (legados).



Ressalta-se que todas as propostas foram norteadas pelos objetivos e princípios elencados na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE e nos documentos que a acompanham. Neste sentido, espera-se que elas sejam úteis e efetivamente contribuam com este esforço louvável de modernização do arcabouço regulatório do SEB.

REFERÊNCIAS

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; POURESMAEIL, E. Distributed energy resources and benefits to the environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 724-734, 2010.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2019.

ANEEL. **Relatório de análise de impacto regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL**. Brasília, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso em: 5 jul. 2019.

ANEEL. **Revisão metodológica – Fator X**. Relatório de análise de impacto regulatório nº 8/2019-SRM/ANEEL. Brasília, 23 ago. 2019.

BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. **Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice**. 2. ed. Oxford: Oxford University Press, 2012.

BANKES, S. Exploratory modeling for policy analysis. **Operations Research**, v. 41, n. 3, p. 435-449, 1993.

BONABEAU, E. Agent-based modeling: methods and techniques for simulating human systems. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, v. 99, Suppl 3, p. 7280-7287, 2002.

CASTRO, N.; BRANDÃO, R.; MARCU, S.; DANTAS, G. **Market design in electricity systems with renewables penetration**. Rio de Janeiro: Gesel/UFRJ, 2010.

Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/52_TDSE28.pdf. Acesso em: 5 jul. 2019.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R.; PALMINTIER, B.; BARROWS, C.; IBANEZ, E.; BIRD, L.; ZUBOY, J. (org.). **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System**. Golden (USA): NREL, 2014.

FOLEY, A. M.; Ó GALLACHÓIR, B. P.; HUR, J.; BALDICK, R.; MCKEOGH, E. J. 2010. A Strategic Review of Electricity Systems Models. **Energy**, v. 35, n. 12, p. 4.522-4.530, 2010.



JORGENSON, J.; DENHOLM, P.; MEHOS, M. **Estimating the Value of Utility- Scale Solar Technologies in California under a 40% Renewable Portfolio Standard**. Golden (USA): NREL, 2014.

KELTON, W. D.; LAW, A. M. **Simulation modeling and analysis**. Boston: McGraw Hill Boston, 2000.

LAZAR, J.; WESTON, F.; SHIRLEY, W.; MIGDEN-OSTRANDER, J.; LAMONT, D.; WATSON, E. **Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application**. RAP, 8 nov. 2016.

MME. **Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE**. Brasília, 2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp. Acesso em: 5 jul. 2019.

PELLAND, S.; IHAB, A. *Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto*. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 16, n. 8, p. 715-724, 2008.

PEREIRA JR., A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewables energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 499-559, 2013.

PEREZ, R.; TAYLOR, M.; HOFF, T.; ROSS, J. P.; SOLAR, V. **Moving toward consensus on a photovoltaic generation capacity valuation methodology**. Washington, DC: Solar Electric Power Association, 2008. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Mike_Taylor17/publication/237229241_Moving_Toward_Consensus_on_a_Photovoltaic_Generation_Capacity_Valuation_Methodology/links/00b495398df6f6a3d5000000.pdf. Acesso em: 5 jul. 2019.

RADAELLI, C.; DE FRANCESCO, F. Regulatory Impact Assessment. *In*: BALDWIN, R.; CAVE, M.; LODGE, M. **The Oxford Handbook of Regulation**. Oxford: Oxford University Press, 2011.

SALGADO, L. H.; BORGES, E. B. P. **Análise de impacto regulatório: uma abordagem exploratória**. Rio de Janeiro: Ipea, 2010. (Texto para discussão, n. 1.463).

SALOMÃO FILHO, C. **Regulação da atividade econômica: princípios e fundamentos jurídicos**. São Paulo: Malheiros, 2001.

SANTOS, P. E. S. **Tarifas de energia elétrica: estrutura tarifária**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

Regulamento





PROCESSO Nº 04600.003545/2019-88
EDITAL Nº 87, DE 08 DE AGOSTO DE 2019
PRÊMIO SECAP DE ENERGIA – 2019

A Fundação Escola Nacional de Administração Pública – Enap, em parceria com a Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria – Secap, do Ministério da Economia, torna públicas as inscrições e as regras para o Concurso de seleção de monografias, Prêmio Secap de Energia – 2019, instituído pela Portaria nº 486, de 05 de agosto de 2019, mediante as condições estabelecidas neste edital.

1 DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

- 1.1 O Prêmio Secap de Energia – 2019 terá abrangência em todo território nacional.
- 1.2 A responsável pela realização do Prêmio será a Fundação Escola Nacional de Administração Pública - Enap, com sede no SAIS, Área Especial 2-A, Brasília – DF – CEP 70610-900, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 00.627.612/0001-09.
- 1.3 A Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria – Secap será a responsável por providenciar os recursos financeiros para sua execução, junto aos patrocinadores.

2 DO OBJETO

- 2.1 O Prêmio Secap de Energia, idealizado pela Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria – Secap, tem o objetivo de incentivar estudos e pesquisas sobre o tema Energia, com ênfase nas áreas de Regulação e Defesa da Concorrência, e de difundir esse tema junto à comunidade acadêmica brasileira e à sociedade em geral, reconhecendo os trabalhos de qualidade técnica e de aplicabilidade na Administração Pública.
- 2.2 A Secap tem dentre as suas competências a atribuição de formular e acompanhar, com outros órgãos setoriais, políticas públicas relacionadas ao setor de energia, analisar o impacto regulatório de políticas

públicas do setor, além de exercer, especificamente nesse setor, as competências relativas à promoção da concorrência no âmbito da Administração Pública Federal Direta. Salienta-se que o setor de energia, nos termos das atribuições dessa Secretaria, contempla os setores de energia elétrica, petróleo, gás natural e combustíveis.

- 2.3 Em dezembro de 2018 a Secap publicou o estudo “Energia – Diagnósticos e propostas para o setor” (disponível em < <https://bit.ly/2LQMNSS> >). O estudo se insere no âmbito das competências da Secap e dá um panorama de temas que têm grande relevância no setor de energia, além de propostas que poderiam, caso implementadas, elevar o nível de eficiência e concorrência no setor.
- 2.4 Espera-se que as monografias apresentadas abordem o atual cenário e propostas de aprimoramento dos aspectos concorrenciais e da regulação do setor de energia, incluindo energia elétrica, petróleo, gás natural e/ou combustíveis.

3 DO PERÍODO DE REALIZAÇÃO

- 3.1 O Concurso de monografias Prêmio Secap de Energia – 2019 terá início na data da publicação deste Edital e término em março de 2020, quando será feita a premiação aos vencedores.

4 DO PÚBLICO-ALVO

- 4.1 Poderão concorrer trabalhos individuais e em grupo, de candidatos de qualquer nacionalidade e formação acadêmica, conforme abaixo:
- candidatos já graduados ou pós-graduados, em cursos de nível superior, reconhecidos pelo Ministério da Educação; ou
 - candidatos que, por ocasião da inscrição da monografia, estiverem cursando o último ano da graduação, em cursos de nível superior, reconhecidos pelo Ministério da Educação.
- 4.2 Ficam impedidos de participar:
- trabalhos de autoria dos membros da Comissão Julgadora e dos responsáveis pela execução do concurso lotados na Diretoria de Inovação e de Gestão do Conhecimento da Enap, bem como de seus parentes até terceiro grau;



- b. capítulos de teses ou dissertações que já tenham sido premiadas;
- c. trabalhos premiados ou agraciados com menção honrosa em outros concursos congêneres;
- d. trabalhos de servidores lotados na Secap.

5 DAS INSCRIÇÕES

As inscrições deverão ser feitas pelo formulário eletrônico disponível no site www.enap.gov.br a partir da data de publicação deste Edital até às 23h59, horário de Brasília, do dia 2 de dezembro de 2019.

- 5.1 É imprescindível que o autor ou representante do grupo preencha corretamente todos os dados solicitados na inscrição, necessários exclusivamente à sua identificação e localização, confirmando, inclusive, a aceitação dos termos deste Edital.
- 5.2 A identificação dos demais autores, quando se tratar de trabalho em grupo, estará condicionada à participação direta e efetiva na pesquisa, bem como na elaboração da monografia, cujos dados pessoais deverão ser informados no ato da inscrição.
- 5.3 Para efetuar a inscrição, o autor ou representante do grupo deverá apresentar as seguintes informações:
 - a. ficha de inscrição (Anexo I);
 - b. declaração de inexistência de plágio ou autoplágio, preenchida e assinada pelo autor e, no caso de trabalho em grupo, por cada integrante (Anexo II);
 - c. declaração de ineditismo preenchida e assinada pelo autor e, no caso de trabalho em grupo, por cada integrante (Anexo III);
 - d. autorização de publicação da monografia no todo ou em parte, preenchida e assinada pelo autor, e no caso de trabalho em grupo, por cada integrante (Anexo IV);
 - e. cópia do documento de identidade do autor e de cada integrante do grupo;
 - f. currículo simplificado do autor e, no caso de trabalho em grupo, de cada integrante (pode ser no formato derivado da plataforma Lattes ou um breve relato sobre a formação acadêmica e a experiência profissional mais importante);

- g. cópia do diploma da última titulação acadêmica, expedido por instituição de ensino superior reconhecida pelo Ministério da Educação ou, quando for o caso, comprovante de matrícula no último ano de graduação em curso reconhecido pelo Ministério da Educação;
- h. monografia, contendo entre 30 e 80 páginas, incluídos os anexos; em arquivo compatível com as versões 2007 do MS-Word, ou superior, e, quando se tratar de planilhas ou gráficos, compatível com as versões 2007 do MS-Excel, ou superior;
- i. sumário executivo, contendo entre 3 e 5 páginas, em arquivo compatível com as versões 2007 do MS-Word, ou superior.

5.4 A Enap não se responsabilizará por solicitação de inscrição não recebida por motivos alheios, tais como problemas de ordem técnica dos computadores, falhas de comunicação, congestionamento das linhas de comunicação e outros fatores que impossibilitem a transferência de dados.

5.5 Excepcionalmente, inscrições que não puderem ser enviadas pelo site da Enap, devido a eventual dificuldade operacional, poderão ser encaminhadas para o e-mail do prêmio (premiosecapenergia@enap.gov.br), com todos os dados solicitados no subitem 5.4.

5.5.1 Será considerada como data de inscrição a data do envio do formulário eletrônico ou do e-mail.

5.5.2 Os documentos de inscrição para envio pelo site da Enap deverão conter no máximo 20 MB, e eventuais documentos enviados por e-mail deverão conter no máximo 8 MB.

5.6 A inscrição está restrita a trabalhos inéditos de autoria do(s) participante(s), não publicados em meio impresso ou eletrônico, tais como livros, revistas acadêmicas e outros periódicos de grande circulação.

5.7 Serão também considerados inéditos os textos inseridos em documentos de circulação restrita de universidades, órgãos públicos, empresas, congressos, encontros e centros de pesquisa, como notas e textos para discussão e similares.

5.8 As inscrições que não atenderem ao disposto neste Edital não serão aceitas.



5.9 A inscrição implica a aceitação de todas as disposições do presente edital pelo(s) candidato(s).

Eventuais dúvidas sobre o processo de inscrição poderão ser dirimidas por meio do endereço eletrônico premiosecapenergia@enap.gov.br.

6 DO TEMA E DOS SUBTEMAS DO PRÊMIO

6.1 O concorrente, incluindo o coautor, se houver, deverá apresentar apenas uma monografia sobre o tema Aprimoramento dos aspectos concorrenciais e regulatórios do setor de energia.

6.2 Delinearam-se os seguintes subtemas para serem utilizados, como orientadores na elaboração das monografias a serem inscritas no presente Prêmio:

6.2.1 Subtemas de Energia Elétrica:

- a. Análise sobre o desafio da manutenção dos investimentos em geração, com a reestruturação proposta na Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia e a consequente expansão do mercado livre.
- b. Proposta de aprimoramentos no desenho da estrutura do mercado de energia elétrica, com o objetivo de elevar o nível de concorrência e permitir que os preços sejam definidos por lances dos agentes.
- c. Proposta para aprimoramentos ou reduções dos subsídios cruzados e dos encargos setoriais.

6.2.2 Subtemas de Petróleo:

- a. Proposta de aprimoramentos no desenho da estrutura do mercado de petróleo, com o objetivo de elevar o nível de concorrência e eficiência.
- b. Proposta de aprimoramentos no modelo de partilha da produção, com o objetivo de melhorar a eficiência e a concorrência na exploração e produção. Desejável enfoque em aprimoramentos nos modelos de comercialização do petróleo e gás da União, de aferição do custo em óleo e de compartilhamento de infraestruturas essenciais.





- c. Proposta de aprimoramentos na política de conteúdo local brasileira na indústria da produção e exploração de petróleo.

6.2.3 Subtemas de Gás Natural:

- a. Proposta de aprimoramentos da estrutura do mercado de gás natural, com o objetivo de elevar o nível de concorrência. Desejável enfoque em experiências internacionais exitosas.
- b. Proposta de modelo de operação de sistema integrado de transporte de gás natural, com enfoque no aumento da eficiência e da concorrência.
- c. Proposta de modelos de compartilhamento de infraestruturas essenciais de escoamento da produção e de processamento de gás natural.

6.2.4 Subtemas de Combustíveis:

- a. Proposta de modelo para aumento da concorrência do setor de combustíveis. Desejável enfoque em experiências internacionais exitosas.
- b. Proposta de modelo para aferição da transmissão de preços e de margens dos segmentos participantes do setor de combustíveis.
- c. Proposta de mecanismos de fiscalização da qualidade de combustíveis, que proporcionem menor custo de transação e maior concorrência.

6.3 No desenvolvimento do tema, o concorrente poderá abordar um dos subtemas sugeridos ou outro subtema, desde que contemple o tema principal.

6.4 A Secap espera nas monografias apresentadas/inscritas uma análise conceitual crítica, com identificação de melhores práticas e proposição de alternativas e soluções para serem incorporadas na regulação do setor de energia.

6.5 As monografias devem se fundamentar em evidências, com análise de impacto regulatório, sempre que possível, das medidas propostas.

6.6 As monografias devem apresentar problemas atuais do setor, com aplicabilidade para o caso brasileiro.



7 DA APRESENTAÇÃO DOS TRABALHOS

- 7.1 A monografia deverá ser digitada em espaço duplo entre linhas, corpo 12, fonte arial; margem esquerda e superior de 3 cm, direita e inferior de 2 cm; papel branco, formato A4 (210mm x 297mm), e ser apresentada em um número de páginas entre 30 e 80, incluindo os anexos.
- 7.2 A apresentação dos textos obedecerá preferencialmente à NBR 10719 (Apresentação de Relatórios Técnico-Científicos), à NBR 10520 (Citação em Documentos), à NBR 6023 (Referências) e à NBR 6028 (Resumos) da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.
- 7.3 O currículo, a monografia e o sumário executivo deverão ser redigidos em língua portuguesa.
- 7.4 O sumário executivo, cujo conteúdo é parte integrante da avaliação, deverá ter de 3 a 5 páginas e informar os elementos fundamentais da monografia, ressaltando os objetivos principais, limites, método utilizado e resumo dos resultados, destacando a contribuição do trabalho e principais conclusões.
- 7.5 A monografia, o sumário executivo e seus respectivos arquivos deverão ser apresentados sem qualquer informação que identifique a autoria, direta ou indiretamente, sob pena de desclassificação, e em hipótese nenhuma, deverão ser mencionados nos textos os nomes do autor, da instituição de ensino ou do professor orientador, haja vista que a identificação se fará por meio da ficha de inscrição.
- 7.6 Nos arquivos da monografia e do sumário executivo deverão ser removidas nos metadados (propriedades do arquivo) as informações que possam identificar a autoria, sob pena de desclassificação.
- 7.7 Na capa da monografia, deverão constar a identificação do Concurso – PRÊMIO SECAP DE ENERGIA – 2019, o tema, o subtema e o título do trabalho, estes centralizados na folha.

8 DOS PRÊMIOS

- 8.1 Serão premiados os três primeiros colocados no tema previsto no subitem 6.1.



- 8.2 A Comissão Julgadora poderá não conferir prêmio quando as monografias não possuírem qualidade satisfatória ou estiverem inadequadas ao tema.
- 8.3 A Comissão Julgadora poderá conceder até duas menções honrosas.
- 8.4 A Secap, junto aos patrocinadores, será a responsável por providenciar o pagamento do prêmio pecuniário aos vencedores.
- 8.5 A premiação dos vencedores será a seguinte:
- valor de R\$ 40.000,00 (quarenta mil reais) para o 1º colocado;
 - valor de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais) para o 2º colocado;
 - valor de R\$ 10.000,00 (dez mil reais) para o 3º colocado;
 - certificado de vencedor para os três primeiros colocados e menções honrosas, se houver; e
 - publicação das monografias dos três primeiros colocados e menções honrosas, se houver.
- 8.6 Os valores dos respectivos prêmios estarão sujeitos à incidência, dedução e retenção de impostos, conforme legislação em vigor, por ocasião da data de pagamento dos prêmios.
- 8.7 Todas as premiações serão pagas via transferência bancária para a conta corrente de titularidade dos premiados.
- 8.8 No caso de trabalho em grupo, a transferência bancária será feita para a conta do representante do grupo, responsável pela assinatura da ficha de inscrição.

9 DA APURAÇÃO DO RESULTADO

- 9.1 A escolha dos trabalhos será feita por uma Comissão Julgadora, composta especialmente para esse fim.
- 9.2 A Comissão Julgadora será composta por no mínimo três e no máximo seis membros, escolhidos entre profissionais de notório saber nas áreas de energia e concorrência, designados pelo Presidente da Enap, mediante portaria, respeitando o que se segue:



- a. até cinco membros indicados pela Secap; e
 - b. um membro indicado por patrocinador do prêmio.
- 9.3 Entre os membros da Comissão Julgadora, o dirigente da Enap designará o Presidente.
- 9.4 A Comissão Julgadora deliberará com a presença do presidente e da maioria de seus membros.
- 9.5 O Presidente da Comissão terá, além do seu voto, o voto de desempate, se houver empate.
- 9.6 Quando da avaliação das monografias, a Comissão Julgadora não terá conhecimento da identidade dos participantes, para que tal identificação não influa no julgamento dos trabalhos.
- 9.7 Deverá declarar-se suspeito e abster-se de participar da avaliação de determinada monografia o membro da Comissão Julgadora que for capaz de identificar indícios ou proceder ao reconhecimento da autoria do trabalho.

10 DOS CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO

- a estruturação do texto equilibrada: organização e precisão das partes do trabalho;
- b originalidade de abordagem;
- c clareza dos objetivos;
- d coerência nas análises e nos resultados;
- e coerência da bibliografia com o tema proposto.

11 DO RESULTADO E DA PREMIAÇÃO

Caberá recurso contra a avaliação da Comissão Julgadora, no prazo de 3 (três) dias, a partir da publicação do resultado no Diário Oficial da União, dirigido à Diretoria de Inovação e Gestão do Conhecimento da Enap. O recurso deverá ser encaminhado, exclusivamente, para o endereço de e-mail premiosecapenergia@enap.gov.br.

- 11.1 A solenidade de premiação será realizada em Brasília/DF, em local e data a serem divulgados oportunamente.



Após a divulgação do resultado no Diário Oficial da União, o premiado terá o prazo de até 2 (dois) dias úteis para confirmar presença na cerimônia de premiação, por meio do endereço eletrônico premiosecapenergia@enap.gov.br, e encaminhar, digitalizados, os documentos necessários à sua participação, conforme for solicitado pelos organizadores do evento.

- 11.2 O material encaminhado para inscrição no Prêmio Secap de Energia – 2019 não será devolvido e passará a integrar o patrimônio da Enap, da União e do acervo bibliográfico da Enap e da Secap.
- 11.3 As monografias premiadas deverão manter o seu ineditismo até a publicação oficial do resultado no Diário Oficial da União e nos sites da Enap e da Secap.
- 11.4 Os concorrentes inscritos no Concurso são responsáveis pela autoria e conteúdo dos trabalhos encaminhados, não cabendo qualquer responsabilidade aos realizadores do certame por eventuais infringências aos direitos autorais de terceiros ou por divulgação de informações de caráter sigiloso.

12 CRONOGRAMA

ATIVIDADE	DATAS PROVÁVEIS
Publicação do edital/abertura das inscrições	08 de agosto de 2019
Encerramento das Inscrições	02 de dezembro de 2019
Análise das monografias pela Comissão Julgadora	janeiro/2020
Publicação do resultado	fevereiro/2020
Entrega dos prêmios	março/2020

DIOGO G. R. COSTA
Presidente

ISBN 978-65-88735-00-8



9 786588 735008

ISBN 978-65-87793-27-2



9 786587 791272



Patrocínio



Realização



Idealização

SECRETARIA DE
AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO,
ENERGIA E LOTERIA

SECRETARIA ESPECIAL DE
FAZENDA

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

