ALEXANDRE GUEDES VIANA

**LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO
DESENHO DE MERCADO NO BRASIL**

São Paulo
2018

ALEXANDRE GUEDES VIANA

**LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO
DESENHO DE MERCADO NO BRASIL**

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2018

ALEXANDRE GUEDES VIANA

**LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO
DESENHO DE MERCADO NO BRASIL**

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2018

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Viana, Alexandre Guedes

Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil / A. G. Viana -- versão corr. -- São Paulo, 2018.
624 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Desenho de Mercado 2.Leilões de Energia Elétrica 3.Economia da Energia 4.Planejamento Energético I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: VIANA, Alexandre Guedes

Título: Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Aprovado em: 14 de dezembro de 2017.

Banca Examinadora

Prof. Dr.	Dorel Soares Ramos
Instituição:	Escola Politécnica da USP – Departamento de Engenharia Elétrica
Julgamento:	Aprovado
Prof. Dr.	Marciano Morozowski Filho
Instituição:	Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC
Julgamento:	Aprovado
Prof. Dr.	Donato da Silva Filho
Instituição:	EDP Energias do Brasil
Julgamento:	Aprovado
Prof. Dr.	João Carlos de Oliveira Mello
Instituição:	Thymos Energia
Julgamento:	Aprovado
Prof. Dr.	Erik Eduardo Rego
Instituição:	Escola Politécnica da USP – Departamento de Engenharia de Produção
Julgamento:	Aprovado

Soli Deo gloria

AGRADECIMENTOS

Eu devo profundos e sinceros agradecimentos não somente às pessoas que me ajudaram diretamente nos estudos e na preparação deste trabalho, mas também àqueles que me ajudaram ao longo da minha caminhada profissional, acadêmica e pessoal a atingir o atual nível de entendimento e discussão sobre leilões e desenho de mercados de energia.

Sérgio Moraes foi a pessoa que apostou em mim e me contratou para atuar em leilões de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, além de prover diversas dicas práticas sobre como entender e abordar o tema com diferentes *stakeholders*. Nilton Lima foi meu companheiro por mais de oito anos de jornada e sempre me incentivou, além claro de contagiar o ambiente com piadas e histórias divertidas. Jonathan Colombo introduziu a teoria de leilões e me ensinou os primeiros passos no desenho dos certames. Fillipe Soares, com sua inteligência e sagacidade, foi meu amigo e companheiro direto por quatro anos no desenho, discussão e homologação de sistemas de leilões. Ana Paula Ferme trabalhou dez anos diretamente comigo provendo *insights* e colaborando incessantemente para que os leilões sempre ocorressem no prazo e com a precisão necessária. Solange David foi uma amiga sempre presente e me apoiou no entendimento da complexa regulação do setor elétrico brasileiro, além de sempre incentivar a minha participação em discussões estratégicas. Alexandre Zucarato ensinou-me os fundamentos dos mercados de eletricidade e me envolveu em diversos projetos interessantes, o que elevou sensivelmente o meu entendimento sobre desenho de mercados. Jean Albino sempre me desafiou intelectualmente e compartilhou novos estudos, sempre utilizando no processo uma ironia refinada, além, claro, de ser uma das pessoas mais capazes de entender os detalhes da comercialização de energia elétrica. Leonardo Calabro ensinou os fundamentos da comercialização de energia elétrica no Brasil e insistia constantemente para que eu realizasse sempre mais uma simulação, o que eu não gostava na época, mas hoje agradeço enormemente. Ricardo Lima foi um amigo sempre generoso e proporcionou ricas discussões sobre mercados e em como transformar isso em algo prático, como também incentivou o meu amadurecimento na gestão de *stakeholders*. Luiz Eduardo Barata por sua serenidade e visão de liderança, proporcionando racionalidade para as discussões, além de ter expressado muita amizade e generosidade em diversas situações. Antônio Machado deu-me a oportunidade de participar das discussões de leilões e confiou em mim. Élbis Gannoum incentivou que eu continuasse a estudar sobre leilões e me motivou a iniciar o doutorado. Rui Altieri por manifestar estima e me questionar os pontos relevantes, forçando-me a estudar mais. Ary Pinto, por provocar a discussão de mercados de energia. Talita Porto, pela parceria nas

discussões, desde o tempo que trabalhava na EPE. Roberto Castro, por ter sido generoso no que tange ao conhecimento e críticas nos artigos acadêmicos. Luiz Falcone, por introduzir um novo olhar em cada discussão, mostrando que as relações econômicas são ao final relações humanas. Rodolfo Aiex, por enxergar acima da superfície e por destacar as motivações técnicas e humanas, além claro de sempre ressaltar a questão estratégica do modelo de negócio. Gilson Cecchini, por ressaltar os detalhes, e o diabo sempre mora nos detalhes. Galdino Barros, por seu ótimo humor e colocações pertinentes. Paulo Carneiro e Wesley Lourenço por sua revisão técnica e por questionarem cada ponto apresentado. Joalisson de Souza pela cuidadosa revisão do texto, além de dicas importantes de como deixa-lo mais claro. Gustavo Arfux por discutir de forma animada os desafios do mercado brasileiro e por prover ideias interessantes sobre o que analisar e o que simular. Há diversos outros amigos da CCEE, e sempre se corre o risco de esquecer alguém, mas também gostaria de agradecer a Alexandre Carqueijo, Tiago Hayashida, Paulo Born, Edson Lugli, Ricardo Stucchi, Roberto Giglio, Luciana Lisboa, Hugo Cintra, Tais Rasino, Tais Cimino, Caio Pereira, Luiz Pazzini, Marcos Peres, Raphael Gomes e Fernando Félix.

Eu também sou grato aos amigos e colegas das diversas entidades e empresas do setor elétrico que participaram e auxiliaram nas discussões sobre leilões, entre eles incluo, Marcelo Prais, Tiago Correia, Marisete Pereira, Igor Walter, Frederico Rodrigues, Frederico Teles, Renata Rosada, Érika Breyer, Hélios Guerra, Márcio Moura, José Jurhosa, Agnes Costa, Romário Batista, Maurício Tolmasquim, José Carlos Miranda, Paulo Amaro, Pedro David, Danielle Bueno e Luís Barroso.

Manifesto minha gratidão aos colegas internacionais com os quais troquei valiosas experiências (em ordem alfabética): Aaron Nanyaro (TANESCO), Bhavtik Vallabhjee (Barclay's South Africa), Christopher La Fargue (USAid Asia), Dana Kenney (ABT Associates), Daniel Fokas (TANESCO), Diala Hawila (IRENA), Dorian Mead (USAid), Elise Voorhis (USEA), Florence Kahatano (TANESCO), Helena Chung (Bloomberg New Energy Finance), Jaquelin Cochran (NREL), Jennifer Leisch (USAid), Jesus Avila Camarena (CENACE), Kristen Madler (USAid), Leonila Gutierrez (USAid – Filipinas), Lilian Alves (CEMEX – México), Manuel Baritaud (IEA), Marjorie Jean-Pierre (USEA), Michael Eckhart (Citibank), Michael Hochberg (Oxford), Neli Magubane (Matleng Energy Solutions – South Africa), Paolo Cozzi (Center for Clean Air Policy, Washington), Sandrine Wachon (Epex Spot), Sara Burbach (USEA), Sarah Lawson (USAid), Sarah Thorne (USEA), Stratos Tavoulareas (IFC – World Bank), Sergey Yelkin (USAid – Cazaquistão), Tricia William (USEA), Yerzhigit Bapin (KEGOC-Cazaquistão).

Aos professores e colegas da Escola Politécnica da USP que sempre estiveram abertos para análises densas e discussões acaloradas. Aos professores doutores que participaram da banca de qualificação. Donato da Silva Filho, por seus comentários e críticas sobre os fundamentos da indústria de energia elétrica. João Mello, por ressaltar que toda mudança, por mais que seja positiva, sempre apresenta vencedores e perdedores. Fernando Almeida Prado por ser sempre criterioso no estilo acadêmico e pelas valorosas aulas da regulação. Por fim, um agradecimento especial ao meu professor e orientador Dorel Soares Ramos, pois dedicou-se arduamente a este projeto de pesquisa, com excelentes fundamentos teóricos e um sentido nunca esquecido de transformar estes fundamentos em elementos aplicáveis.

Por último, e não menos importante, eu agradeço aos meus familiares e amigos próximos, pois, durante a elaboração deste trabalho, fiquei muitas vezes inacessível. Ana Paula, minha amada esposa, pois foi muito paciente em relação a minha disponibilidade de tempo e ainda me ajudou fazendo revisões no texto e dando sugestões para facilitar a leitura. Ana Pinheiro, minha querida mãe, com sua doçura e incentivo constante. Minhas irmãs Juliana e Raquel, que são sempre intrigantes e, ao mesmo tempo, desafiadoras. Meus amigos Marcos Eduardo e Cláudia Fávero, por sua companhia e incentivo. Maria de Lourdes Santa Bárbara, que ofereceu um café e apoio amigo para que eu continuasse a me empenhar. Certamente, sem o apoio de pessoas amadas, eu não teria terminado este trabalho.

RESUMO

VIANA, Alexandre Guedes. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo Desenho de Mercado no Brasil**. 2018. 624p. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2018.

O atual desenho de mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) está apresentando uma série de problemas em seu funcionamento, destacando: (i) sustentabilidade econômica e financeira; (ii) sinal de preços; e (iii) complexidade técnica e regulatória. Esta combinação de problemas diminui a eficiência econômica e resulta em um ambiente de negócios inadequado e que não permite a correta alocação de custos e riscos. Todavia, apesar dos problemas apontados destaca-se que entre as ferramentas do SEB estão os Leilões de Energia, os quais são internacionalmente reconhecidos como eficazes na atração de investimentos e na segurança do suprimento. Assim, visando solucionar os problemas identificados no SEB, este estudo tem como objetivo propor um novo desenho de mercado de energia elétrica no Brasil com a utilização de leilões como principal elemento alocativo, introduzindo elementos que aprimorem a contratação de energia elétrica e a operação do SIN. Como um segundo objetivo, apresenta-se os fundamentos teóricos de leilões e de desenho de mercados de energia elétrica, visando uma base sólida e consistente nas proposições, a qual faça sentido para aqueles que desejam analisar e avançar sobre o tema. O novo desenho de mercado proposto considera a criação de um Mercado de Capacidade segregado do Mercado de Energia e a separação da parcela fio e comercialização da Distribuidora, sendo que a comercialização seria caracterizada como uma *Loading Service Entity* (LSE). A criação do Mercado de Capacidade manteria a liberdade da política energética e resolveria a questão da segurança do suprimento do SIN, sendo que isto combinado com a criação das LSEs permitiria a liberalização de 100% dos consumidores no Mercado de Energia. A operação do SIN também sofreria alteração, migrando do atual modelo de *tight pool* para um modelo de *loose pool*, no qual se estabelecem leilões competitivos para a operação do SIN. Um ponto crítico para o sucesso do novo desenho de mercado é o período de transição, e considerando a complexidade do SEB recomenda-se que este processo seja organizado e com previsibilidade de ações, para qual estima-se um período de 72 meses. Ao final, o novo desenho de mercado do SEB busca a eficiência econômica e a correta alocação de riscos, com um ambiente de negócios mais organizado e que esteja em condições de igualdade com os mercados de energia elétrica mais desenvolvidos.

Palavras chave: Desenho de Mercado. Leilão de Energia Elétrica. Mercado de Capacidade. Setor Elétrico Brasileiro.

ABSTRACT

VIANA, Alexandre Guedes. **Auctions as an allocative mechanism for a new Market Design in Brazil**. 2018. 624p. Thesis (Phd in Power Systems) – Polytechnic School, University of São Paulo, 2018.

The current Brazilian market design of electricity sector (SEB) is showing many problems, and I point out three severe ones: (i) Economic and financial sustainability; (ii) Poor price signal; (iii) Technical and regulatory complexity. These three problems combined diminish the allocative efficiency and create an unfriendly business environment, which distorts the cost and risk allocation. Brazil has a strong tradition in electricity auctions, highlighting those auctions are internationally recognized as an effective tool in attracting new investments and assuring supply adequacy. Therefore, the primary goal of this study is to present a new Brazilian electricity market design that uses auctions as the main allocative mechanism, including the introduction of features that improve the efficiency of the system and grid operations, as well. The second goal is to organize and present the auction and market design theory in Portuguese, providing a reference to others that want to research and study the theme. The proposal of a new market design splits the Capacity from Energy, and Grid Services from Commercialization in Distributors' market, observing that the Distributors Commercialization part would be allocated in a Loading Service Entity (LSE). The creation of a Capacity Market would keep the energy policy room and address the supply adequacy concern, and this market combined with LSEs would allow the liberalization of all consumers to choose their suppliers. The Grid Operation also would be modified from a tight pool model to a loose pool model, and the new model would include auctions as the main allocation mechanism. One critical point to the success of a new Brazilian market design is the transition process; especially due to the complexity of SEB this study proposes a 72-month transition process. In the end, the new Brazilian market design will seek for more economic efficiency and a correct risk allocation, creating a better-organized business environment on par with conditions in more advanced electricity markets.

Keywords: Market Design. Electricity Auctions. Capacity Market. Brazilian Electricity Sector.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura SE.1 – Leilões de Energia Elétrica: Experiência Internacional	34
Figura SE.2 – Leilões de Energia Elétrica no Brasil	35
Figura SE.3 – Resumo dos Leilões do ACR, 2004 – 2017 (agosto)	36
Figura SE.4 – Análise SWOT dos Leilões do Brasil.....	37
Figura SE.5 – Desenhos canônicos para mercados de energia elétrica	41
Figura SE.6 – Desenhos de Mercado: Experiência Internacional	42
Figura SE.7 – Desenhos de Mercado: Experiência Internacional	43
Figura SE.8 – Análise SWOT do Desenho de Mercado do SEB	44
Figura SE.9 – As dez proposições para o novo Desenho de Mercado do SEB.....	48
Figura SE.10 – Produtos e Arquitetura do novo Desenho de Mercado do SEB	49
Figura SE.11 – Dimensões do novo Desenho de Mercado do SEB	49
Figura SE.12 – OMB na gestão do Contrato de Capacidade.....	51
Figura SE.13 – Administração da Capacidade pelo OMB	52
Figura SE.14 – Programação diária dos Leilões DAM e IDM.....	53
Figura SE.15 – Fluxo de informação dos Leilões DAM e IDM	54
Figura SE.16 – Fases do Processo de Transição	55
Figura SE.17 – Gráfico GANTT da transição do novo Desenho de Mercado do SEB.....	56
Figura SE.18 – Passos para adoção do preço por oferta (bid based).....	57
Figura SE.19 – Estimativas do Mercado de Capacidade, em R\$ bilhões de 2017.....	59
Figura SE.20 – Premissas para as análises prospectivas do PLD estrutural por oferta.....	61
Figura SE.21 – Curva esperada para o PLD estrutural por oferta	63
Figura SE.22 – Preços máximos, mínimos e médios: cenários PLD estrutural por oferta.....	63
Figura SE.23 – Mercado de Comercialização com diferentes cenários de liquidez.....	65
Figura 1.1 – As cinco dimensões metodológicas para trabalhos científicos	80
Figura 1.2 – Organização dos capítulos da tese.....	84
Figura 3.1 – Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado de Usina Hidroelétrica.....	128
Figura 3.2 – Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado para Energia Elétrica	128
Figura 3.3 – Leilão de Rodadas (Clock) Descendente	130
Figura 3.4 – Leilão Híbrido do tipo Anglo-Dutch.....	132
Figura 3.5 – Leilão Híbrido - Envelope Fechado e Rodadas Contínuas	133
Figura 3.6 – Leilão de Duplo Lado.....	136
Figura 3.7 – Leilões: Objetivos e grau de desenvolvimento do mercado.....	140
Figura 3.8 – Leilões: Especificidades de contratação e tecnologias.....	140
Figura 3.9 – Países que incentivam fontes renováveis com leilões.....	141
Figura 3.10 – Day-Ahead Market no CAISO.....	143
Figura 3.11 – Demand Response em IDM-RTM	144
Figura 3.12 – Resumo dos Leilões e Mercados de Capacidade nos EUA.....	147
Figura 3.13 – Bolsas de Energia Elétrica na Europa	151
Figura 3.14 – Pricing Coupling Regions - Europa	151
Figura 3.15 – Cálculo do preço em um leilão DAM - Nordpool	152
Figura 3.16 – Estágio dos países europeus na implementação de Leilões para Renováveis..	154
Figura 3.17 – Resultados do 1º Leilão de Capacidade no Reino Unido.....	156
Figura 3.18 – Curvas de Oferta e Demanda – Leilões de Capacidade da Itália	158
Figura 3.19 – Garantias Financeiras dos PPAs na Argentina.....	160

Figura 3.20 – Garantias Financeiras para Resolução dos PPAs na Argentina	161
Figura 3.21 – Análise do conteúdo local nos leilões da África do Sul.....	167
Figura 3.22 – Formação de Preços: Leilões de Capacidade da Rússia.....	175
Figura 4.1 – Encadeamento dos Leilões do ACR.....	189
Figura 4.2 – Funcionamento do CCG.....	191
Figura 4.3 – Funcionamento da CONER.....	192
Figura 4.4 – Preços Médios por Tecnologia em Leilões do ACR para Supply Adequacy, R\$/MWh ago/2017.	212
Figura 4.5 – Participação das Tecnologias em Leilões Supply Adequacy	213
Figura 4.6 – Evolução da Contratação em Leilões Supply Adequacy	214
Figura 4.7 – Evolução da Contratação por tipo de Leilão	214
Figura 4.8 – Dimensões em um Leilão de Energia do SEB	220
Figura 4.9 – Tipo de Contratação das Distribuidoras em LENs, LPEs e LFAs, 2005-2016..	222
Figura 4.10 – Evolução do deságio de eólicas em LENs	229
Figura 4.11 – Evolução do deságio nos LEEs	229
Figura 4.12 – Concentração de mercado nos LEEs	230
Figura 5.1 – Monopólio Verticalmente Integrado.	240
Figura 5.2 – Nível de produção individual em um mercado competitivo	242
Figura 5.3 – Nível de produção individual em um mercado competitivo	243
Figura 5.4 – Nível de produção individual em um mercado monopolista	245
Figura 5.5 – Preço em um monopólio natural	249
Figura 5.6 – Monopólio Verticalmente Integrado.	251
Figura 5.7 - Single Buyer	253
Figura 5.8 – Competição no atacado	254
Figura 5.9 – Competição no Varejo.....	256
Figura 5.10 – Arquitetura de Mercado de Energia Elétrica.....	265
Figura 5.11 – Exemplo de Resolução de Mercados: Forward-DAM-IDM.....	272
Figura 5.12 – Fluxo Padrão de Contabilização e Liquidação.....	277
Figura 5.13 – Blackout por falta de Capacidade de Geração	280
Figura 5.14 – Potencial de Receitas nos Mercados de Energia e Capacidade.....	287
Figura 5.15 – Margens de Segurança e “Missing Money” no ERCOT-Texas.....	288
Figura 5.16 – Exercício de Poder de Mercado	297
Figura 5.17 – Eólicas e o atendimento da carga em Minnesota, cenário eólicas 25%	300
Figura 5.18 – Opções e custos para integração das Renováveis	302
Figura 5.19 – Tipos de Despacho e Formação de Preços	306
Figura 6.1 – Geração de Energia Elétrica (TWh), Top 12 em 2015.....	317
Figura 6.2 – Evolução do Top 12 em Geração de Energia Elétrica (TWh), 1990-2015	318
Figura 6.3 – PIB PPP em US\$ e consumo em kWh per capita, 2013	319
Figura 6.4 – Participação percentual das tecnologias eólica e solar nos países Top-12.....	321
Figura 6.5 – Desenhos de Mercado Internacionais.....	324
Figura 6.6 – Geração de Eletricidade no EUA por fonte, 2015	325
Figura 6.7 – Evolução da Geração de Eletricidade no EUA por fonte, 2015.....	326
Figura 6.8 – Geração de Eletricidade no Canadá por fonte, 2013.....	326
Figura 6.9 – North American Electric Reliability Corporation Interconnections	327
Figura 6.10 – Balancing Authorities nos EUA.....	328
Figura 6.11 – Mercados de Energia Elétrica EUA - Canadá.....	329
Figura 6.12 – Região elétrica do CAISO.....	330

Figura 6.13 – Capacidade Instalada do CAISO, 2017.....	330
Figura 6.14 – Curva do pato no CAISO, 2012-2020.....	331
Figura 6.15 – Região Elétrica do ERCOT.....	332
Figura 6.16 – Capacidade Instalada do ERCOT, 2015.....	333
Figura 6.17 – Região elétrica do SPP.....	334
Figura 6.18 – Capacidade Instalada no SPP, 2015.....	334
Figura 6.19 – Região elétrica do MISO.....	335
Figura 6.20 – Região elétrica do PJM.....	337
Figura 6.21 – Capacidade Instalada do PJM, 2016.....	337
Figura 6.22 – Região elétrica do NYISO.....	338
Figura 6.23 – Evolução da Capacidade Instalada do NYISO.....	339
Figura 6.24 – Região elétrica do ISO-NE.....	340
Figura 6.25 – Economias esperadas com Eficiência Energética no ISO-NE, 2017-2026.....	340
Figura 6.26 – Demanda Pico com Eficiência Energética no ISO-NE, 2017-2026.....	341
Figura 6.27 – Capacidade Instalada no IESO, 2005 – 2025.....	341
Figura 6.28 – Região Elétrica do IESO.....	342
Figura 6.29 – Capacidade Instalada no AESO, 2015.....	343
Figura 6.30 – Geração de Energia Elétrica na América Latina, 1990-2013.....	346
Figura 6.31 – Desenhos de Mercado na América Latina.....	347
Figura 6.32 – Capacidade Instalada do México, 2015.....	349
Figura 6.33 – Geração de Energia Elétrica por Combustível no México, 1990-2014.....	349
Figura 6.34 – Nova estrutura do setor elétrico mexicano.....	350
Figura 6.35 – Nova estrutura do setor elétrico mexicano.....	350
Figura 6.36 – Capacidade Instalada da Argentina, 2015.....	351
Figura 6.37 – Capacidade Instalada da Colômbia, 2015.....	353
Figura 6.38 – Sistemas Elétricos e Capacidade Instalada do Chile, 2014.....	354
Figura 6.39 – Capacidade Instalada do Chile por fonte, 2014.....	355
Figura 6.40 – Consumo no mercado da Europa em TWh, 2011-2015.....	358
Figura 6.41 – Capacidade Instalada da Europa, 2015.....	358
Figura 6.42 – Consumo atendido por Renováveis na Europa, 2015.....	359
Figura 6.43 – Consumo atendido na Europa por geração nacional, 2015.....	359
Figura 6.44 – Capacidade Instalada no Reino Unido em MW, 2015.....	360
Figura 6.45 – Capacidade Instalada na Alemanha em GW, 2017.....	362
Figura 6.46 – Evolução da Capacidade Instalada na Alemanha em GW, 2002-2017.....	363
Figura 6.47 – Operadores do grid na Alemanha.....	363
Figura 6.48 – Capacidade Instalada na França em MW, 2016.....	365
Figura 6.49 – Mercados de Energia na região Nórdica.....	366
Figura 6.50 – Mercados Atacadista na região Nórdica.....	367
Figura 6.51 – Capacidade Instalada na região Nórdica em MW, 2015.....	368
Figura 6.52 – Desenhos de Mercado na África.....	370
Figura 6.53 – Pessoas sem acesso a eletricidade na África, 2012.....	371
Figura 6.54 – Capacidade Instalada na África do Sul, mar/2015.....	373
Figura 6.55 – Capacidade Instalada na Rússia, 2014.....	377
Figura 6.56 – Áreas do sistema elétrico da Rússia.....	377
Figura 6.57 – Transações Cross-Border da Rússia, 2014.....	378
Figura 6.58 – Capacidade Instalada na China, 2016.....	379
Figura 6.59 – Grid planejado para China em 2020.....	380

Figura 6.60 – Capacidade Instalada do Japão, 2014.....	382
Figura 6.61 – Road Map da reforma do setor elétrico do Japão.....	382
Figura 6.62 – Regiões elétricas do Japão.	383
Figura 6.63 – Desenho de Mercado do Japão após 2016.	384
Figura 6.64 – Capacidade Instalada da Coreia do Sul, 2014.....	385
Figura 6.65 – Desenho de Mercado da Coreia do Sul.....	385
Figura 6.66 – Capacidade Instalada da Índia, mar/2017	386
Figura 6.67 – Sistema elétrico da Austrália.....	390
Figura 6.68 – Capacidade Instalada da Austrália, 2015	390
Figura 6.69 – Capacidade Instalada da Nova Zelândia, 2015	391
Figura 7.1 – Arranjo Institucional do SEB	404
Figura 7.2 – Atual Desenho de Mercado do SEB.....	406
Figura 7.3 – Capacidade Instalada do Brasil, ago/2017	410
Figura 7.4 – Consumo do SIN em MW médio, 2009-2023	411
Figura 7.5 – Consumo ACR e ACL, jan/2010-abr/2017.....	412
Figura 7.6 – PLD médio mensal por submercado, mar/2003-jul/2017	413
Figura 7.7 – Procedimento de cálculo da GF para hidro e térmicas com CVU	415
Figura 7.8 – Procedimento de alocação do MRE.....	416
Figura 7.9 – Contabilização e Liquidação do MCP	422
Figura 7.10 – Capacidade Instalada do SIN por Tecnologia, 1980-2017.....	424
Figura 7.11 – Capacidade Instalada Fontes Renováveis exceto UHE, 1980-2017	425
Figura 7.12 – Agentes da CCEE por Categoria, julho/2017	428
Figura 7.13 – GF do SIN, carga e % contratação das Distribuidoras.....	430
Figura 7.14 – Inadimplência do MCP em %, jan/2010-mai/2017.....	434
Figura 7.15 – Fator MRE – GSF, 2001-2016.....	434
Figura 7.16 – Funções de uma Bolsa de Energia	435
Figura 7.17 – Volatilidade do PLD janela de 52 semanas.....	439
Figura 8.1 – Mercados no Novo Desenho do SEB.....	461
Figura 8.2 – Relacionamentos e Dimensões no Novo Desenho do SEB	462
Figura 8.3 – Operação do SEB em formato Loose Pool	463
Figura 8.4 – Linha do tempo dos Leilões de Capacidade e Transmissão.....	476
Figura 8.5 – Comparação PPA indexado pelo IPCA e Evolução Tecnológica.....	477
Figura 8.6 – Gestão da Contratação dos Leilões de Capacidade.....	481
Figura 8.7 – Horários dos Leilões de operação do SIN.....	489
Figura 8.8 – Operação comercial do novo SEB	489
Figura 9.1 – Desenho Atual, Transição e Novo Desenho do SEB	499
Figura 9.2 – Gráfico de GANTT da transição para o novo desenho do SEB.....	500
Figura 9.3 – Processo de Implementação do Novo Desenho do SEB.....	501
Figura 9.4 – Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) para o SEB em 2016.....	514
Figura 9.5 – Modelagens para preços spot em mercados de energia elétrica.....	521
Figura 9.6 – Diagrama Esquemático das usinas hidroelétricas na Bacia do Grande.....	526
Figura 9.7 – Linha do Tempo dos Leilões DAM e IDM.....	533
Figura 9.8 – Fluxo de Informação dos Leilões DAM e IDM.....	533
Figura 9.9 – Processamento dos Leilões DAM e IDM.....	534
Figura 9.10 – Conta Administradora do Encargo de Capacidade	537
Figura 10.1 – Estimativa de demanda máxima do SIN	549
Figura 10.2 – Curva de carga para o dia com demanda máxima do SIN, 2010-2016.....	549

Figura 10.3 – Curva de carga estimada para demanda máxima do SIN em 2023.....	550
Figura 10.4 – Estimativa PLD estrutural Cenário 1.0, R\$/MWh	553
Figura 10.5 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.1, R\$/MWh	553
Figura 10.6 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.2, R\$/MWh	554
Figura 10.7 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.3, R\$/MWh	554
Figura 10.8 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.4, R\$/MWh	554
Figura 10.9 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.5, R\$/MWh	555
Figura 10.10 – Estimativa PLD estrutural Cenário 3.0, R\$/MWh	555
Figura 10.11 – Estimativa PLD estrutural Cenário 4.0, R\$/MWh	555
Figura 10.12 – Estimativa PLD estrutural diversos cenários, R\$/MWh	556
Figura 10.13 – Índices de liquidez no mercado europeu, 2014-2015.....	562
Figura 10.14 – Estimativas de tamanho de mercado em 2023, valores em R\$ bi.....	564

LISTA DE TABELAS

Tabela SE.1 – Contratos Existentes e Benchmark para o Mercado de Capacidade.....	51
Tabela SE.2 – Cenários para análises prospectivas do PLD estrutural por oferta.....	62
Tabela SE.3 – Cálculo do Certificado de Energia Limpa, em R\$/MWh.....	64
Tabela SE.4 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB...	66
Tabela 2.1 – Síntese dos Desenhos Básicos dos Leilões	101
Tabela 2.2 – Desenhos dos leilões e a atitude em relação ao risco do participante	113
Tabela 2.3 – Matriz de payoffs do Dilema dos Prisioneiros	116
Tabela 3.1 – Desenhos de leilões de energia elétrica	137
Tabela 3.2 – Taxa de acesso a energia elétrica na África.....	166
Tabela 3.3 – Taxa de acesso a energia elétrica na Ásia.....	172
Tabela 4.1 – Resumo dos resultados dos Leilões do ACR.....	212
Tabela 4.2 – Resultados dos Leilões de Energia Nova.....	215
Tabela 4.3 – Resultados dos Leilões de Energia Existente	216
Tabela 4.4 – Resultados dos Leilões de Ajuste	217
Tabela 5.5 – Resultados dos Leilões de Energia de Reserva.....	218
Tabela 4.6 – Resultados dos Leilões de Fontes Alternativas	219
Tabela 4.7 – Resultados dos Leilões de Projetos Estruturantes	220
Tabela 4.8 – Características dos Leilões do ACR	232
Tabela 5.1 – Modelos Básicos de Desenho de Mercado	257
Tabela 5.2 – Aspectos Principais de um Mercado de Capacidade	286
Tabela 6.1 – Produção Mundial de Energia Elétrica 1990-2015 (TWh).....	318
Tabela 6.2 – Percentual de Renováveis na Produção de Energia Elétrica, 1990-2015	320
Tabela 6.3 – Resumo dos principais mercados dos EUA – Canadá, 2015.....	344
Tabela 6.4 – Síntese dos Desenhos de Mercado, Top 10 em TWh e Mercados Relevantes ..	394
Tabela 7.1 – Contratação do ACL e ACR.....	409
Tabela 7.2 – Apuração dos Serviços e Encargos de Transmissão, 2016-2017	420
Tabela 7.3 – Capacidade Instalada do SIN em MW, 1980-2017	423
Tabela 7.4 – Contabilização e Inadimplência do MCP em R\$, jan/2010-mai/2017	432
Tabela 7.5 – Regras de Comercialização vigentes em julho/2017, número páginas.....	443
Tabela 8.1 – Unbundling Lastro e Energia - Pontos Positivos e Pontos de Atenção	469
Tabela 8.2 – Síntese dos Leilões no novo Desenho do SEB	493
Tabela 9.1 – Proposições para o Novo Desenho de Mercado do SEB.....	498
Tabela 9.2 – Patamares de Carga para o CMO e PLD	512
Tabela 9.3 – Dez maiores geradores do SEB em Cap. Instalada.....	515
Tabela 9.4 – Cenários para térmicas a carvão na base	518
Tabela 9.5 – Simulações do PLD com térmicas de base a carvão vs. cenário oficial, 1ª semana setembro/2017	518
Tabela 9.6 – Modelos acadêmicos com lógica de estratégia para despacho	531
Tabela 9.7 – Passos para a introdução de um preço por oferta no SEB	535
Tabela 10.1 – Contratos Existentes e Benchmark para o Mercado de Capacidade.....	544
Tabela 10.2 - Estimativa do Encargo de Capacidade, 2020-2023.....	546
Tabela 10.3 – Resumo dos cenários propostos para o PLD estrutural do SIN.....	553
Tabela 10.4 – Simulações para o PLD estrutural do SIN, em R\$/MWh.....	556
Tabela 10.5 – Cálculo do Certificado de Energia Limpa, em R\$/MWh	560

Tabela 10.6 – Estimativa com atual desenho da comercialização em 2023.....	563
Tabela 10.7 – Estimativa com novo desenho da comercialização em 2023.....	563
Tabela 11.1 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB .	584

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEMO	The Australian Energy Market Operator
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AMSE	Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Cade	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAISO	The California Independent System Operator
CAMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A – Argentina
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis – Brasil
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG	Contrato de Constituição de Garantias
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CfD	Contract for Difference
CEC	Valor Esperado do Custo Econômico
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CONE	Cost of New Entry
CONER	Conta de Energia de Reserva
COP	Valor Esperado do Custo de Operação
CPUC	California Public Utilities Commission
CVU	Custo Variável Unitário
DAM	Day-Ahead Market
DECC	Department of Energy and Climate Change – UK
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DoE	Department of Energy – USA
DoJ	Department of Justice – USA
DOMP	Despacho por Ordem de Mérito de Preço
EAPP	Eastern Africa Power Pool
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
EMR	Electricity Market Reform – UK
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPF	Electricity Price Forecasting
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FiP	Feed-in-Premium
FiT	Feed-in-Tariff
GF	Garantia Física
GSF	Generation Scaling Factor
ICB	Índice de Custo Benefício
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IMO	The Independent Market Operator – Australia

IPCA	Índice de Preços Consumidor Amplo
IPP	Independent Power Producer
IPV	Independent Private Value Model
ISO	Independent System Operator
ISO-NE	New England Independent System Operator
KEPCO's	Korea Electric Power Corp's
LCCC	Low Carbon Contracts Company – UK
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LMP	Locational Marginal Pricing
LSE	Load Serving Entity
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MISO	Midcontinent Independent System Operator
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MSEB-2004	Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – 2004
MSUI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – Brasil
NDRC-China	National Development Reform Commission
NEA-China	National Energy Administration
NEM	The National Electricity Market – Australia
NETA	New Electricity Trading Arrangements
NYISO	New York Independent System Operator
NWIS	The North West Interconnected System - Australia
OEM	Only Energy Market
ONEE	Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable – Marrocos
ONS	Operador Nacional do Sistema
OTC	Over-the-counter
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Power Purchase Parity
PUC	Public Utility Commission
PURPA	Public Utility Regulatory Act
RAP	Receita Annual Permitida
REIPPP	Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program
RGR	Reserva Global de Reversão – Brasil
RSI	Residual Supply Index
RTO	Regional Transmission Organization
SAPP	Southern Africa Power Pool
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIC	Sistema Interconectado Central
SIN	Sistema Interligado Nacional – Chile
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande - Chile
SPE	Sociedade de Propósito Específico
SPP	Southwest Power Pool
SWIS	The South West Interconnected System – Australia

TCU	Tribunal de Contas da União
TSO	Transmission System Operator
URV	Unidade Real de Valor
VCG	Mecanismo Vickrey-Clarke-Groves
VoLL	Value of Lost Load
VPI	Modelo de Valor Privado Independente
VPP	Virtual Power Plant
VR	Valor de Referência
ZESCO	Zambia Electricity Supply Company

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	30
SE 1. PROBLEMÁTICA E OBJETIVOS DO TRABALHO	30
SE 2. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	33
SE 3. DESENHOS DE MERCADO	39
SE 4. UM NOVO DESENHO DE MERCADO PARA O SEB.....	47
SE 5. NOVOS ESTUDOS E APRIMORAMENTOS	70
SE 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	72
1.1. ASPECTOS INICIAIS SOBRE LEILÕES E DESENHO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	72
1.2. ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E LEILÕES	73
1.3. PROBLEMÁTICA DOS LEILÕES E DO DESENHO DO MERCADO NO BRASIL	76
1.4. OBJETIVOS DESTA TESE	79
1.5. METODOLOGIA	80
1.6. ORGANIZAÇÃO DE CAPÍTULOS	83
CAPÍTULO 2 - TEORIA DE LEILÕES.....	88
2.1. INTRODUÇÃO	88
2.2. OS QUATRO MODELOS BÁSICOS DE DESENHO DE LEILÕES	92
2.2.1. <i>Introdução</i>	92
2.2.2. <i>Leilão Inglês</i>	92
2.2.3. <i>Leilão Holandês</i>	93
2.2.4. <i>Leilão de Primeiro Preço</i>	94
2.2.5. <i>Leilão de Segundo Preço</i>	95
2.2.6. <i>Conceitos de valor privado, valor comum e valor quase comum</i>	95
2.2.7. <i>Discussões sobre os desenhos de leilões</i>	96
2.3. MECANISMO VICKREY-CLARKE-GROVE	102
2.3.1. <i>Introdução e Formulação</i>	102
2.3.2. <i>Mecanismo Groves</i>	103
2.3.3. <i>Mecanismo VCG</i>	104
2.3.4. <i>Considerações sobre o Mecanismo VCG</i>	106
2.4. TEOREMA DOS RENDIMENTOS EQUIVALENTES	106
2.4.1. <i>Análise Introdutória</i>	106
2.4.2. <i>Análise matemática</i>	108
2.4.3. <i>Considerações sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes</i>	112
2.5. DISCUSSÕES TEÓRICAS RELEVANTES.....	112
2.5.1. <i>Perfil de risco dos participantes</i>	112
2.5.2. <i>Estímulo a entrada de participantes e Preço de reserva</i>	113
2.5.3. <i>Conluio</i>	115
2.5.4. <i>Desenho do tipo Anglo-Dutch</i>	118
2.5.5. <i>Preços e Scoring Bids</i>	119
2.5.6. <i>Leilões de Multiunidades</i>	120
2.5.7. <i>Leilões Combinatoriais</i>	121

2.5.8. Leilões Reversos	121
2.6. CONCLUSÕES	122
CAPÍTULO 3 - LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA: A EXPERIÊNCIA	
INTERNACIONAL.....	125
3.1. INTRODUÇÃO	125
3.2. DIFERENTES TIPOS DE DESENHO DE LEILÕES UTILIZADOS	126
3.2.1. <i>Introdução</i>	<i>126</i>
3.2.2. <i>Envelope Fechado</i>	<i>127</i>
3.2.3. <i>Clock dinâmico descendente</i>	<i>129</i>
3.2.4. <i>Híbrido</i>	<i>131</i>
3.2.5. <i>Combinatorial.....</i>	<i>134</i>
3.2.6. <i>Duplo Lado</i>	<i>135</i>
3.2.7. <i>Sumário dos diferentes desenhos de leilões de energia elétrica</i>	<i>137</i>
3.3. CLASSIFICANDO AS EXPERIÊNCIAS DOS PAÍSES	137
3.3.1. <i>Introdução</i>	<i>137</i>
3.3.2. <i>Atrair nova capacidade de geração e elevar a segurança do suprimento.....</i>	<i>138</i>
3.3.3. <i>Reter ou substituir a capacidade existente de geração</i>	<i>138</i>
3.3.4. <i>Operar o sistema elétrico (day-ahead e intra-day auctions)</i>	<i>138</i>
3.3.5. <i>Atrair novos competidores visando a diminuir o poder de mercado</i>	<i>139</i>
3.3.6. <i>Considerações Gerais</i>	<i>139</i>
3.4. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NOS EUA	141
3.4.1. <i>Introdução</i>	<i>141</i>
3.4.2. <i>Leilões para operação dos sistemas elétricos no formato pool</i>	<i>142</i>
3.4.3. <i>Leilões para contratar capacidade visando a segurança do sistema</i>	<i>146</i>
3.4.4. <i>Leilões para incentivar renováveis.....</i>	<i>147</i>
3.4.5. <i>Leilões para estados com algum tipo de monopólio</i>	<i>148</i>
3.5. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NA EUROPA	149
3.5.1. <i>Introdução</i>	<i>149</i>
3.5.2. <i>Leilões para operação dos sistemas elétricos</i>	<i>149</i>
3.5.3. <i>Leilões para incentivar renováveis.....</i>	<i>153</i>
3.5.4. <i>Leilões de Capacidade para segurança do sistema</i>	<i>155</i>
3.6. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NA AMÉRICA LATINA	158
3.6.1. <i>Introdução</i>	<i>158</i>
3.6.2. <i>Argentina.....</i>	<i>159</i>
3.6.3. <i>Colômbia</i>	<i>161</i>
3.6.4. <i>Chile</i>	<i>162</i>
3.6.5. <i>México</i>	<i>163</i>
3.7. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÁFRICA	164
3.7.1. <i>Introdução</i>	<i>164</i>
3.7.2. <i>África do Sul.....</i>	<i>165</i>
3.7.3. <i>Madagascar.....</i>	<i>167</i>
3.7.4. <i>Marrocos</i>	<i>168</i>
3.7.5. <i>Senegal</i>	<i>168</i>
3.7.6. <i>Tanzânia</i>	<i>169</i>
3.7.7. <i>Zâmbia.....</i>	<i>169</i>
3.8. LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NA ÁSIA	170

3.8.1.	<i>Introdução</i>	170
3.8.2.	<i>Cazaquistão</i>	171
3.8.3.	<i>China</i>	172
3.8.4.	<i>Índia</i>	173
3.8.5.	<i>Rússia</i>	174
3.8.6.	<i>Tailândia</i>	175
3.9.	AUSTRÁLIA E NOVA ZELÂNDIA	176
3.10.	CONSIDERAÇÕES GERAIS	177
3.11.	CONCLUSÕES	177
CAPÍTULO 4 - LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL		183
4.1.	INTRODUÇÃO	183
4.2.	ESTRUTURA REGULATÓRIA	183
4.2.1.	<i>Introdução</i>	183
4.2.2.	<i>O papel das entidades do SEB nos Leilões do ACR</i>	184
4.2.3.	<i>Compradores nos Leilões do ACR</i>	186
4.2.4.	<i>Vendedores nos Leilões do ACR</i>	186
4.2.5.	<i>Período Forward e prazo de suprimento</i>	187
4.2.6.	<i>Garantias Financeiras dos Vendedores e Compradores</i>	189
4.3.	DESENHO DOS LEILÕES	192
4.3.1.	<i>Introdução</i>	192
4.3.2.	<i>Mecanismo de Lances</i>	193
4.3.3.	<i>Contratos por Quantidade</i>	201
4.3.4.	<i>Contratos por Disponibilidade – Térmicas Fósseis</i>	202
4.3.5.	<i>Contratos para usinas Renováveis</i>	205
4.4.	RESULTADOS DOS LEILÕES	211
4.4.1.	<i>Introdução</i>	211
4.4.2.	<i>Leilões de Energia Nova</i>	215
4.4.3.	<i>Leilões de Energia Existente</i>	216
4.4.4.	<i>Leilões de Ajuste</i>	217
4.4.5.	<i>Leilões de Energia de Reserva</i>	218
4.4.6.	<i>Leilões de Fontes Alternativas</i>	219
4.4.7.	<i>Leilões de Projetos Estruturantes</i>	219
4.5.	ANÁLISE CRÍTICA DOS LEILÕES	220
4.5.1.	<i>Introdução</i>	220
4.5.2.	<i>Desenho de Mercado</i>	221
4.5.3.	<i>Processo de Leilão</i>	224
4.5.4.	<i>Desenho de Leilão</i>	227
4.5.5.	<i>Consolidação da Análise Crítica</i>	231
4.6.	CONCLUSÕES	233
CAPÍTULO 5 - TEORIA DE DESENHO DE MERCADO		237
5.1.	INTRODUÇÃO	237
5.2.	MODELOS MONOPOLISTAS VERSUS COMPETIÇÃO	238
5.2.1.	<i>Introdução</i>	238
5.2.2.	<i>Modelos monopolistas versus modelos competitivos</i>	239
5.3.	DESENHOS BÁSICOS DOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	250

5.3.1.	<i>Introdução</i>	250
5.3.2.	<i>Monopólio</i>	250
5.3.3.	<i>Single Buyer</i>	252
5.3.4.	<i>Competição no Atacado</i>	253
5.3.5.	<i>Competição no Varejo</i>	255
5.3.6.	<i>Considerações Gerais</i>	257
5.4.	ARQUITETURA DE MERCADO	258
5.4.1.	<i>Introdução</i>	258
5.4.2.	<i>Instituições e agentes na Indústria de Energia Elétrica</i>	259
5.4.3.	<i>Produtos vinculados à energia elétrica</i>	263
5.4.4.	<i>Dividindo os produtos nos mercados de energia elétrica</i>	264
5.4.5.	<i>Mercado de Energia</i>	266
5.4.6.	<i>Mercado de Capacidade</i>	278
5.4.7.	<i>Certificados de Energia Limpa</i>	289
5.4.8.	<i>Instrumentos Financeiros de Energia</i>	291
5.5.	PODER DE MERCADO	293
5.5.1.	<i>Definindo Poder de Mercado</i>	293
5.5.2.	<i>Exercício do Poder de Mercado</i>	296
5.5.3.	<i>Mitigando o Poder de Mercado</i>	297
5.6.	INTEGRAÇÃO DAS RENOVÁVEIS NOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	299
5.6.1.	<i>Introdução</i>	299
5.6.2.	<i>Aspectos físicos de operação</i>	299
5.6.3.	<i>Aspectos de Arquitetura de mercado</i>	302
5.7.	DISCUSSÕES SOBRE DESENHO E ARQUITETURA DE MERCADO	303
5.7.1.	<i>Tipos de Despacho</i>	303
5.7.2.	<i>Preços Locacionais e Preços zonais</i>	307
5.7.3.	<i>Financial Transmission Rights (FTRs)</i>	308
5.7.4.	<i>Integração de Mercados</i>	309
5.7.5.	<i>Smart Grid</i>	310
5.7.6.	<i>Geração Distribuída</i>	311
5.8.	CONCLUSÕES	312
CAPÍTULO 6 - DESENHOS DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA: A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL		316
6.1.	INTRODUÇÃO	316
6.2.	DESENHOS DE MERCADO INTERNACIONAIS	322
6.3.	EUA E CANADÁ	324
6.3.1.	<i>Introdução</i>	324
6.3.2.	<i>Mercados Atacadistas – RTOs e ISOs</i>	329
6.3.3.	<i>Considerações Gerais sobre os EUA e Canadá</i>	343
6.4.	AMÉRICA LATINA	345
6.4.1.	<i>Introdução</i>	345
6.4.2.	<i>México</i>	348
6.4.3.	<i>Argentina</i>	351
6.4.4.	<i>Colômbia</i>	352
6.4.5.	<i>Chile</i>	353
6.4.6.	<i>Outros países da América Latina</i>	355

6.4.7.	<i>Considerações Gerais</i>	357
6.5.	EUROPA	357
6.5.1.	<i>Introdução</i>	357
6.5.2.	<i>Reino Unido</i>	360
6.5.3.	<i>Alemanha</i>	362
6.5.4.	<i>França</i>	364
6.5.5.	<i>Países Nórdicos</i>	366
6.5.6.	<i>Outros países</i>	368
6.5.7.	<i>Considerações Gerais</i>	369
6.6.	ÁFRICA	370
6.6.1.	<i>Introdução</i>	370
6.6.2.	<i>África do Sul</i>	372
6.6.3.	<i>Outros países e acordos de cooperação</i>	373
6.6.4.	<i>Considerações Gerais</i>	375
6.7.	ÁSIA	375
6.7.1.	<i>Introdução</i>	375
6.7.2.	<i>Rússia</i>	376
6.7.3.	<i>China</i>	378
6.7.4.	<i>Japão</i>	381
6.7.5.	<i>Coréia do Sul</i>	384
6.7.6.	<i>Índia</i>	386
6.7.7.	<i>Outros países da Ásia</i>	387
6.7.8.	<i>Considerações Gerais</i>	388
6.8.	OCEANIA	389
6.8.1.	<i>Introdução</i>	389
6.8.2.	<i>Austrália</i>	389
6.8.3.	<i>Nova Zelândia</i>	391
6.8.4.	<i>Considerações Gerais</i>	391
6.9.	CONCLUSÕES	392
CAPÍTULO 7 - O DESENHO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA		
BRASILEIRO		395
7.1.	INTRODUÇÃO	395
7.2.	SUCINTO HISTÓRICO SOBRE A EVOLUÇÃO DO SEB	395
7.2.1.	<i>Introdução</i>	395
7.2.2.	<i>Interesse local com investimento privado, 1879-1934</i>	396
7.2.3.	<i>Fase estatal, 1934-1995</i>	397
7.2.4.	<i>Fase mista ou concorrencial, 1995-2017</i>	398
7.3.	O DESENHO DE MERCADO DO SEB	401
7.3.1.	<i>Organização Institucional</i>	401
7.3.2.	<i>Macro desenho</i>	404
7.3.3.	<i>Ambientes de Comercialização: ACR e ACL</i>	407
7.3.4.	<i>Capacidade Instalada de Geração</i>	410
7.3.5.	<i>Consumo</i>	410
7.3.6.	<i>Preço</i>	412
7.3.7.	<i>Garantia Física (GF)</i>	413
7.3.8.	<i>Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)</i>	416

7.3.9.	<i>Lastro e energia (bundle)</i>	417
7.3.10.	<i>Transmissão</i>	419
7.3.11.	<i>Mercado de Curto Prazo (MCP)</i>	420
7.4.	PONTOS POSITIVOS DO SEB	422
7.4.1.	<i>Expansão da geração</i>	422
7.4.2.	<i>Fontes Renováveis</i>	424
7.4.3.	<i>Desenho dos Leilões</i>	425
7.4.4.	<i>Aumento da Participação do Consumidor</i>	427
7.5.	PONTOS FALHOS DO SEB	429
7.5.1.	<i>A expansão da geração concentrada no ACR</i>	429
7.5.2.	<i>Problemas financeiros estruturais</i>	431
7.5.3.	<i>Sinal de preços</i>	437
7.5.4.	<i>Complexidade regulatória</i>	440
7.6.	CONCLUSÕES	443
CAPÍTULO 8 - NOVO DESENHO DE MERCADO PARA O SEB		449
8.1.	INTRODUÇÃO	449
8.2.	NOVO DESENHO DE MERCADO DO SEB	451
8.2.1.	<i>Organização dos novos mercados</i>	451
8.2.2.	<i>Organização esquemática</i>	460
8.2.3.	<i>Unbundling Lastro (Capacidade) e Energia</i>	464
8.2.4.	<i>Unbundling Fio e comercialização na Distribuição</i>	469
8.2.5.	<i>Instrumentos Financeiros de proteção</i>	471
8.3.	LEILÕES COMO PRINCIPAL ELEMENTO ALOCATIVO	473
8.3.1.	<i>Introdução</i>	473
8.3.2.	<i>Leilões de Capacidade</i>	473
8.3.3.	<i>Leilões de Energia</i>	482
8.3.4.	<i>Leilões para Operação do SIN</i>	487
8.3.5.	<i>Leilões de Certificados de Energia Limpa</i>	491
8.3.6.	<i>Síntese dos Leilões para o novo SEB</i>	492
8.4.	CONCLUSÕES	494
CAPÍTULO 9 – A TRANSIÇÃO PARA UM NOVO DESENHO DE MERCADO		496
9.1.	INTRODUÇÃO	496
9.2.	A VISÃO DE FUTURO PARA O NOVO DESENHO DO SEB	497
9.3.	PROCESSO DE TRANSIÇÃO PARA O NOVO DESENHO DO SEB	499
9.3.1.	<i>Introdução</i>	499
9.3.2.	<i>Fase Preparação</i>	501
9.3.3.	<i>Fase Base para Transição</i>	503
9.3.4.	<i>Fase Transição</i>	506
9.3.5.	<i>Fase Operação Assistida</i>	509
9.3.6.	<i>Fase Revisão</i>	510
9.4.	PASSOS PARA MIGRAÇÃO DO PREÇO POR MODELO PARA O PREÇO POR OFERTA ..	510
9.4.1.	<i>Introdução</i>	510
9.4.2.	<i>Passos para a migração do preço por modelo para o preço por oferta</i>	511
9.4.3.	<i>Considerações gerais</i>	532
9.5.	ADMINISTRAÇÃO DO MERCADO DE CAPACIDADE PELO OMB	535

9.6. CONCLUSÕES	537
CAPÍTULO 10 – ANÁLISES QUANTITATIVAS DO NOVO DESENHO DE MERCADO PARA O SEB	541
10.1. INTRODUÇÃO	541
10.2. O PREÇO DO MERCADO DE CAPACIDADE NO BRASIL	542
10.2.1. Introdução	542
10.2.2. Premissas e Metodologia	542
10.2.3. Resultados.....	545
10.2.4. Considerações Gerais	546
10.3. O PREÇO SPOT PARA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	547
10.3.1. Introdução.....	547
10.3.2. Premissas e Metodologia	548
10.3.3. Cenários e Resultados.....	552
10.3.3. Considerações Gerais	557
10.4. O PREÇO DOS CERTIFICADOS DE ENERGIA LIMPA	558
10.4.1. Introdução.....	558
10.4.2. Premissas e metodologia.....	559
10.4.3. Resultados	560
10.5. A ESTIMATIVA DO TAMANHO DO MERCADO DE COMERCIALIZAÇÃO NO NOVO DESENHO DO SEB	560
10.5.1. Introdução.....	560
10.5.2. Premissas e Metodologia	561
10.5.3. Resultados	562
10.5.4. Considerações Gerais	563
10.6. CONCLUSÕES	565
CAPÍTULO 11 – CONCLUSÕES	568
11.1. OS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	568
11.2. O DESENHO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	571
11.3. UM NOVO DESENHO DE MERCADO PARA O SEB	576
11.4. CONSOLIDAÇÃO DOS TEOREMAS, PROPOSIÇÕES E RESULTADOS ESPERADOS	578
11.4.1. Teoremas.....	578
11.4.2. Proposições.....	580
11.4.2. Transição.....	581
11.4.3. Resultados Esperados	582
11.5. NOVOS ESTUDOS E APRIMORAMENTOS	588
11.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	588
REFERÊNCIAS	590
APÊNDICES	607
APÊNDICE 1: GRÁFICO DE GANTT – TRANSIÇÃO PARA O NOVO DESENHO DE MERCADO NO SEB	608
APÊNDICE 2: GRÁFICOS CMO NEWAVE PARA CENÁRIOS COM TÉRMICAS DE BASE A CARVÃO.....	614
APÊNDICE 3: RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO PREÇO POR OFERTA	622

ANEXOS	623
ANEXO 1: DIAGRAMA DO ONS PARA USINAS HIDROELÉTRICAS DO SIN: 2017-2021.....	624

Sumário Executivo

SE 1. Problemática e Objetivos do Trabalho

O Desenho de Mercado do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) mostra sinais de esgotamento e, nessa perspectiva, as ferramentas alocativas e de gestão utilizadas pelas entidades setoriais estão se mostrando insuficientes para reorganizar os custos e riscos. Observa-se no Modelo do Setor Elétrico Brasileiro adotado a partir de 2004 (MSEB-2004), que o mecanismo de leilão é pivotal, por introduzir competição e permitir que o país diversificasse as tecnologias de geração e mantivesse a segurança do suprimento. Todavia, até mesmo os leilões, que são considerados como referência no SEB, apresentam problemas e necessitam de ajustes para que, na construção de um novo Desenho de Mercado, possam desempenhar um papel ainda melhor como ferramenta alocativa.

Três sinais evidenciam o esgotamento do Desenho de Mercado do SEB:

- **Solvência econômica e financeira**, observando a inadimplência na contabilização do Mercado de Curto Prazo (MCP), a ausência de uma Bolsa de Energia, bem como os problemas com as Garantias Financeiras dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs).
- **Sinal de preços**, destacando que o SEB possui diversos preços apresentando muitas vezes valores não compatíveis com os produtos e serviços prestados¹, além da elevadíssima volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que inviabiliza uma série de evoluções do Desenho de Mercado.
- **Complexidade regulatória e técnica**, com diversas Regras e Procedimentos de Comercialização, os quais são em várias situações conflitantes e com objetivos e sinais econômicos não muito claros. A complexidade leva a um processo de microregulação que retroalimenta a complexidade geral do SEB.

Relativamente aos leilões, também se verifica três questões que precisam ser endereçadas em um novo contexto de Desenho de Mercado:

- **Ausência de critérios adequados no que tange aos custos de transmissão**, e assim compara-se nos certames as usinas como se todas estivessem próximas

¹ O SEB possui diferentes preços destacando como mais relevantes os preços dos leilões, Encargos de Serviço do Sistema, preço spot, tarifas do Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear, tarifas das Cotas de Itaipu e contratos do PROINFA.

ao centro de carga. Uma distorção presente é a contratação de usinas distantes e com custos de transmissão mais elevados para o consumidor, mas com custo de energia mais baixo, em detrimento de usinas que apesar de possuírem um custo de energia mais alto apresentariam um custo combinado energia-transmissão mais baixo.

- **Exclusividade do mecanismo para o Ambiente de Comercialização Regulada (ACR)**, o que faz com que o consumidor cativo seja o responsável por arcar por praticamente toda a segurança do suprimento. Além disto, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) não participa na contratação da expansão nos leilões, o que leva a uma limitação natural na permissão regulatória de migração dos consumidores do ACR para o ACL, dado que os contratos celebrados no ACL são normalmente com prazos menores do que os necessários para viabilizar uma nova usina.
- **Participação pouco expressiva dos leilões na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN)**, pois os resultados dos leilões funcionam apenas como dados de entrada para os modelos computacionais. Não há um mecanismo de submissão de lances para a operação do SIN que permita uma formação de preços por oferta, como há em mercados com maior grau de desenvolvimento. O Brasil ainda mantém uma formação de preço spot por modelos matemáticos, o que além de não incentivar a competição e a eficiência econômica induz a um maior grau de judicialização, especialmente em situações que por meio do despacho centralizado por modelo levam os Produtores Independentes de Energia (PIEs) e os geradores a gerarem² volumes insuficientes para cobertura dos contratos de venda.

Dada problemática apresentada, o objetivo principal deste trabalho é propor um novo Desenho de Mercado de energia elétrica para o Brasil com a utilização de leilões como principal elemento alocativo, introduzindo elementos que aprimorem a contratação de energia elétrica e a operação do SIN. O segundo objetivo é apresentar e organizar a teoria de leilões e mercados de energia elétrica visando facilitar novos estudos e avanços sobre o tema.

Para atingir os dois objetivos, organiza-se o trabalho em três partes:

² No caso dos PIEs e geradores com usinas hidráulicas deve-se considerar a energia alocada por meio do Mecanismo de Realocação de Energia.

- **Parte I – Leilões de Energia Elétrica:** Discute-se os leilões como mecanismo alocativo eficiente, os quais são utilizados ao longo da história para alocação de diversos bens e serviços, como também a utilização do mecanismo nos mercados internacionais de energia elétrica e no Brasil.
- **Parte II – Desenho de Mercado:** Apresenta-se as evidências de que os desenhos de mercado competitivos buscam a eficiência e o bem-estar social. Destaca-se que existem diversos desenhos utilizados nos mercados internacionais de energia elétrica e que o Brasil está em um estágio intermediário, buscando aumentar a competição.
- **Parte III – Proposta de um novo Desenho de Mercado para o Brasil:** A partir dos fundamentos estabelecidos e da experiência internacional é realizada a proposta de um novo Desenho de Mercado para o SEB, tendo os leilões como principal mecanismo alocativo na busca de eficiência econômica.

Para a construção do novo Desenho de Mercado para o SEB são apresentadas dez propostas, as quais estão descritas a seguir:

- **1 - O Desenho do Leilão e do Mercado deveria contemplar os custos sociais a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação da sociedade em favor daqueles que melhoram essa alocação,** observando a premissa de que o desenho tenha como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.
- **2 – O Desenho do SEB deveria contemplar uma correta alocação de custos a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação em favor daqueles que melhoram essa alocação,** destacando que este desenho deve ter como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.
- **3 – *Unbundling*³ dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica,** com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa. Além disso, seria estimulada a oferta de instrumentos de proteção financeira.
- **4 – Separação do fio e da comercialização na Distribuidora.**

³ O uso da expressão *Unbundling* somente para proposta 3 visa guardar consistência com a terminologia utilizada internacionalmente no que tange a separação dos diversos produtos relacionados à energia elétrica. Nos demais casos, se optou ao longo do trabalho para o termo separação, o qual é mais utilizado no SEB.

- **5 – Separação do Atacado e Varejo.**
- **6 – Separação da figura da Comercializadora e do Corretor.**
- **7 – Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados**
- **8 – Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM**, em uma lógica de despacho *loose pool*. O MCP será com dupla contabilização e *net pool* obrigatório.
- **9 – Formação do Operador de Mercado do Brasil (OMB)** com a fusão CCEE-ONS.
- **10 – Leilões como principal mecanismo alocativo** do novo Desenho de Mercado do SEB.

Ao longo deste trabalho, em especial na Parte III, são detalhadas as dez proposições, incluindo o complexo período de transição de 72 meses. Neste Sumário Executivo são apresentados os principais elementos da construção lógica e algumas análises quantitativas prospectivas.

SE 2. Leilões de Energia Elétrica

Leilões são utilizados desde a Idade Antiga, com o primeiro relato documentado na Babilônia em 500 a.C. nos leilões de esposas que eram realizados pelos pais na praça central. Também há relatos de leilões de exploração de minas na Grécia antiga, na qual aqueles que se dispusessem a pagar um maior percentual do minério explorado ganhavam o direito de exploração da mina. Ainda na Idade Antiga pode-se elencar os leilões do Império Romano, em especial para se ter o direito de coletar impostos. O mecanismo continua a ser utilizado em toda a Idade Média e passa a ser formalmente descrito e estudado com o surgimento da ciência econômica. Adam Smith, no clássico “A Riqueza das Nações”, aborda o mecanismo de forma implícita ao discutir o preço de equilíbrio, e León Walras explicita o uso de leilões com a teoria do equilíbrio geral e a figura do leiloeiro walrasiano.

Nas décadas de 1950 e 1960 o mecanismo de leilões passa a ser desnudado, primeiramente com os trabalhos basilares de Teoria dos Jogos promovidos por Neumann e Nash, e posteriormente pelos estudos de William Vickrey (1961, 1962). A moderna teoria de leilões ganha relevância nos estudos de Milgrom (2004), Klemperer (2004) e Cramton (2006),

os quais discutem o mecanismo não somente no campo teórico, mas também em diversas aplicações reais na alocação de bens e serviços, com destaque para telefonia e energia elétrica.

Um ponto relevante na discussão sobre o mecanismo de leilões é a riqueza de elementos teóricos combinada com aplicações reais, observando que os mercados de energia elétrica internacionais utilizam o mecanismo em larga escala como diferentes objetivos. A Figura SE 1 apresenta um resumo da utilização dos leilões nos diversos continentes.

Em mercados com um elevado grau de competição o mecanismo é utilizado não somente para a contratação de novas usinas visando a segurança do suprimento (*Supply Adequacy*), como também para a alocação dos diversos produtos vinculados a energia elétrica, incluindo a formação do preço spot, o que é conhecido no jargão do SEB como formação de preço por oferta.

Figura SE.1 – Leilões de Energia Elétrica: Experiência Internacional

Fonte: Elaborado pelo autor

O Brasil possui uma forte tradição em realização de leilões para contratação de energia elétrica, em especial para a contratação de novas usinas, o que é conhecido como Leilões de Energia Nova. De fato, o Brasil se tornou referência no assunto, e os certames do país são

discutidos em diversos eventos internacionais, servindo de exemplo especialmente para o desenvolvimento de tecnologias Renováveis⁴.

Na Figura SE 2 estão as principais características dos Leilões de Energia Elétrica no Brasil. Os certames brasileiros são realizados com uma estrutura coordenada entre as principais entidades do SEB, com destaque para as diretrizes apresentadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), os estudos técnicos e a habilitação das usinas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a gestão regulatória e formal do processo pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a operacionalização da comercialização e dos contratos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a conexão ao grid das novas usinas conduzidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Figura SE.2 – Leilões de Energia Elétrica no Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor

Em termos de escala, os leilões brasileiros com enfoque em *Supply Adequacy* são os maiores do mundo, além da diversidade de tecnologias contratadas. A Figura SE 3 apresenta um resumo dos totais negociados no intervalo dezembro-2004 a agosto-2017, como também o

⁴ Alguns eventos em que o caso brasileiro de leilões foi utilizado como referência: (i) Asian Clean Energy Forum 2017, Manila – Filipinas; (ii) Bloomberg The Future of Energy Summit 2017 e 2016, New York – EUA; (iii) Expo 2017 Future Energy, Astana – Cazaquistão.

preço médio em R\$/MWh por tecnologia neste mesmo período. O montante negociado em reais (R\$), com referência agosto/2017, é da ordem de R\$ 1,6 trilhão para um montante de energia da ordem de 8.701 TWh. A quantidade de energia elétrica negociada nos leilões do Brasil equivale a 15,26 vezes ao consumo anual do país, ou a dois anos do consumo total dos EUA, ou ainda a três anos do consumo europeu.

Em termos dos preços médios por tecnologia, observa-se como mais competitivas atualmente as usinas hidroelétricas e eólicas, com os preços de R\$ 154/MWh e R\$ 173/MWh, respectivamente. Observa-se que o preço da tecnologia hidroelétrica é influenciado pelas usinas estruturantes na região Amazônica, as quais apresentam ganhos de escala expressivos, mas também críticas quanto a taxas de retorno muito baixas aceitas por empresas e fundos estatais. Relativamente ao preço das usinas eólicas, observa-se que o Brasil possui o maior fator de capacidade do mundo, aproximadamente 0,41 para os parques em operação comercial, o que aumenta a produtividade das usinas e reflete-se nos preços obtidos nos leilões. A tecnologia menos competitiva até agosto/2017 era a solar PV, porém espera-se sensível redução de preços nos próximos anos, devido aos novos certames que serão realizados para essa tecnologia (ganhos de escala) e a tendência verificada internacionalmente.

Figura SE.3 – Resumo dos Leilões do ACR, 2004 – 2017 (agosto)

Fonte: CCEE (2017b)

A análise da Figura SE.3 permite iniciar uma discussão crítica sobre os preços e as diversas características dos certames brasileiros. Para comparar os preços das usinas térmicas, normalmente se utiliza o Índice de Custo Benefício (ICB), o qual além de não refletir os sinais de transmissão, ainda é criticado pelos *decks* utilizados pela EPE até 2016, sendo que esses *decks* serviam de base para os cálculos dos custos esperados na operação (COP) e de custos e receitas das distribuidoras no mercado de curto prazo (CEC). No capítulo 4 é realizada uma discussão sobre os diversos problemas dos certames brasileiros (*Weaknesses*), como também os pontos positivos (*Strengths*), ameaças (*Threats*) e oportunidades (*Opportunities*), redundando em uma análise SWOT resumida na Figura SE. 4.

Figura SE.4 – Análise SWOT dos Leilões do Brasil

Fonte: Elaborado pelo autor

Como pontos positivos ou forças (*Strengths*) têm-se a segurança do suprimento (*Supply Adequacy*) alcançada ao longo do horizonte 2004-2017, o que também contou com a inclusão de novas tecnologias Renováveis⁵. Destaca-se ainda a questão do leilão ser um mecanismo de mercado, que incentiva a competição e o *price discovery*. Ainda na dimensão sobre mercado de energia elétrica, ressalta-se o mecanismo de submissão de lances (Sistemática) que permitiu as

⁵ A tecnologia eólica é a maior evidência deste fenômeno, a qual representava menos de 1% da Capacidade Instalada do SEB em 2009, e que atingiu um percentual ao redor de 7% em ago/2017, com expectativa de elevação nos próximos anos. Vale ainda observar que a tecnologia solar PV também deve aumentar a participação no portfólio

entidades brasileiras entendessem melhor o funcionamento do mercado, além de extrair maior renda dos vendedores em favor dos consumidores.

Como fraquezas (*Weaknesses*) têm-se que o mecanismo só é utilizado para o ACR, a ausência de sinais da transmissão e a participação inexpressiva na operação do *grid*. A exclusividade do mecanismo para o ACR implica na alocação dos custos da segurança do suprimento somente aos consumidores cativos, o que também prejudica o desenvolvimento de novos produtos e serviços, como também ao desenvolvimento do mercado como um todo. Outra fraqueza é a ausência de sinais da transmissão, o que leva a uma alocação de menor eficiência quando se analisa o custo combinado energia-transmissão. Adicionalmente ressalta-se a participação dos leilões apenas como dados de entrada na operação do *grid*, resultando em uma operação do SIN com menor eficiência econômica, dado que não há elementos competitivos na operação e formação do preço de curto prazo.

Como ameaças (*Threats*) é possível indicar *Underbidding* (lances com valor muito baixo), *Underbuilding* (não construção e atraso nas usinas), *Funding* e Garantias Financeiras. O *Underbidding*, que é comemorado no momento do leilão pelo leiloeiro, pode resultar em diversos problemas empresariais e até mesmo em problemas para o próprio leiloeiro, pois ao vencer com um lance muito baixo o projeto pode ser inviável economicamente, além do constrangimento perante ao mercado e aos controladores de uma vitória no leilão com preços muito abaixo do mercado. Algumas vezes o *Underbidding* leva ao fenômeno de *Underbuilding*, no qual usinas não são construídas ou sofrem expressivos atrasos. Os dois fenômenos combinados já foram verificados nos leilões brasileiros, resultando em diversos problemas na construção das usinas. O *Funding* é outra questão relevante para os certames brasileiros, especialmente a partir de 2016 com a escassez de recursos, e consequentemente de empréstimos subsidiados, do BNDES⁶. Por fim, discute-se as Garantias Financeiras, tanto por parte dos vendedores quanto dos compradores. Os vendedores oferecem como garantia para construção da usina (Garantia de Fiel Cumprimento ou *Performance Bond*) um produto chamado seguro garantia, o qual é de difícil execução e que na prática pode se transformar em um longo processo administrativo e judicial, dado que as seguradoras tentam alegar que o risco ou sinistro não está materializado. Do lado dos compradores, as garantias de pagamento com vinculação de recebíveis (Contrato de Constituição de Garantias – CCGs) também se mostram frágeis,

⁶ O Banco do Nordeste sinaliza como um agente financeiro que pretende substituir o papel do BNDES na concessão de empréstimos subsidiados para usinas que serão instaladas na Região Nordeste. Todavia, uma análise econômica fundamentalista aponta que os empréstimos para obras de infraestrutura tendem a ficar mais caros e com taxas de juros mais próximas as taxas verificadas no restante da economia.

especialmente quando as Distribuidoras envolvidas passam por fortes crises de caixa e os recursos que entram dos consumidores ou de transferências de fundos setoriais são insuficientes, ou ainda alocados judicialmente para outros pagamentos.

Como oportunidades (*Opportunities*) verifica-se a possibilidade de expandir o uso do mecanismo de leilões, melhorar o sistema das garantias de participação e aprimorar o processo de leilão como um todo. A expansão do uso do mecanismo de leilões significa a utilização deste mecanismo competitivo para a contratação e utilização dos diversos produtos e serviços do SEB, incluindo a formação de preço por oferta com Leilões *Day Ahead Market* (Leilões DAM) e Leilões *Intra Day Market* (Leilões IDM). Relativamente às garantias de participação e fiel cumprimento entende-se que devem ser revistas, incluindo alterações legais para impedir o uso de seguro garantia, dada baixa eficácia do produto no mercado de energia elétrica. Esta medida visa aumentar a robustez dos leilões e evitar o risco moral de participantes submeterem lances baixos para ganharem projetos e, ponderando o baixo risco financeiro, decidirem abandonar esses projetos caso não consigam viabilizá-los ou revende-los. Por último, é possível em uma discussão de um novo Desenho de Mercado aprimorar todo o processo de leilão, desde a forma de inscrição, análise dos projetos e a concessão do acesso ao *grid*.

Considerando a análise SWOT dos leilões do Brasil é possível observar que aprimoramentos no mecanismo, o qual já é referência internacional, podem ser relevantes para a construção de um novo Desenho de Mercado para o SEB. Todavia, antes da análise de um novo Desenho de Mercado é necessária uma investigação sobre a experiência internacional, em especial sobre mercados com elevado grau de competição e permissão de escolha do supridor por parte dos consumidores.

SE 3. Desenhos de Mercado

O estudo sobre Desenhos de Mercado de Energia Elétrica é considerado recente do ponto de vista histórico, iniciando em 1978 nos EUA com a Lei PURPA, a qual permitia que as *Utilities* comprassem energia elétrica de PIEs por meio de mecanismos competitivos (chamadas públicas e leilões) para complementarem o atendimento aos consumidores. Ao longo da década 1980 surge o conceito de mercado atacadistas, em especial no Chile (1982-1988) e no Reino Unido (1989-1990) no qual se amplia a competição e permitisse a compra competitiva tanto para as distribuidoras quanto para os grandes consumidores. Destaca-se que a abordagem atacadista ganha relevância internacional após a aprovação, em 1992, do *Energy Policy Act* nos EUA, a qual autorizou no país a organização estadual e regional de mercados

atacadista. Após este evento a ideia de organizar mercados atacadista se espalha pela Europa e América Latina ao longo da década de 1990. A última grande evolução em desenho de mercado surge no final da década de 1990 e início dos anos 2000, com a ideia de que todos os consumidores deveriam ter liberdade de escolha, o que se convencionou como mercado varejista. O mercado varejista está presente na maioria dos países da Europa, na Austrália e Nova Zelândia, Colômbia e em alguns estados americanos (Texas como principal exemplo) e canadenses (Ontario e Alberta).

Os Desenhos de Mercado considerado canônicos são apresentados na Figura SE 5. Observa-se que o **Monopólio Verticalmente Integrado** é um modelo simples que se divide nas abordagens “Plenamente Integrado” e “Separação da Distribuidora”. No “Plenamente Integrado” todas as atividades estão em uma única empresa, ou seja, Geração, Transmissão e Distribuição, enquanto na “Separação da Distribuidora”, essa empresa é separada e compra por meio de tarifas reguladas do Gerador/Transmissor. O modelo *Single Buyer* contempla a abordagem “Desagregada” e “Integrada”. Na abordagem “Desagregada”, os diversos PIEs vendem energia para um Comprador Central, sendo que este repassa a energia elétrica para as Distribuidoras que atendem aos consumidores. Na abordagem “Integrada”, a qual serviu de base para a Lei Purpa nos EUA, existe uma *Utility* Verticalmente Integrada que compra de PIEs somente o necessário para complementar o atendimento aos consumidores. O modelo **Competição no Atacado** apresenta os PIEs vendendo energia de forma competitiva para as distribuidoras e grandes consumidores em um mercado atacadista, o qual normalmente possui um Operador de Mercado. Na competição atacadista surgem instrumentos de proteção financeira e até mesmo Bolsas de Energia, o que eleva a robustez do mercado como um todo. A lógica atacadista tende a ser mais eficiente do que o *Single Buyer* e o Monopólio Verticalmente Integrado, porém possui um funcionamento mais complexo, incluindo a formação do preço spot e a estrutura regulatória necessária para evitar exercício de poder mercado. Por fim, têm-se a Competição no Varejo, no qual além da dimensão atacado há a dimensão varejo. Na dimensão atacado, participam somente os grandes *players*, ou seja, PIEs competindo para vender energia para grandes consumidores e para comercializadores varejistas. Na dimensão varejo há uma competição dos comercializadores varejistas para venderem aos médios e pequenos consumidores, observando que todos os consumidores seriam livres para escolherem os supridores, permanecendo regulados somente os custos dos serviços de transporte (distribuição).

Figura SE.5 – Desenhos canônicos para mercados de energia elétrica

Fonte: Hunt (2002)

A partir da teoria (modelos canônicos) é interessante se observar a prática internacional. A Figura SE 6 demonstra os diferentes modelos de Desenho de Mercado utilizado, observando que no momento de se implementar um modelo são realizadas adaptações para as condições específicas do país, ou seja, dificilmente os modelos teóricos são implementados em sua integralidade nos diversos países. Todavia, cabe destacar alguns pontos de atenção em relação aos Desenhos de Mercado de fato implementados em alguns países selecionados.

O Monopólio Verticalmente Integrado possui uma variante na prática que é o Verticalmente Integrado + PIE, que significa que uma empresa vertical (geralmente estatal) passa a realizar leilões para complementar o atendimento, sendo quase um *Single Buyer*. O Unbundling+PIE significa uma estrutura oriunda de um Verticalmente Integrado e de um *Single Buyer*, na qual já há uma divisão dos diversos segmentos e em algumas situações leilões para complementar o atendimento ou promover novas tecnologias, em especial Renováveis. O Mercado Atacadista+Varejo é o que se convencionou de Competição Varejista, mas tal

nomenclatura é assumida devido a vários países só permitirem a escolha de supridor na alta tensão, como por exemplo a Colômbia e a Rússia.

Figura SE.6 – Desenhos de Mercado: Experiência Internacional

Fonte: Elaborado pelo autor e IEA (2016)

Relativamente aos países, são necessárias algumas observações. O Canadá foi considerado como um modelo Unbundling+PIE, pois, a maior parte dos estados do país adotam esta abordagem, com exceção dos estados de Alberta e Ontario que adotam modelos competitivos. O EUA foi considerado como Mercado Atacadista, pois entre 60% e 65% da carga do país estão em regiões com competição atacadista, porém existe uma variedade de modelos no país, indo desde estados que utilizam modelos de monopólio vertical a estados que utilizam modelos de competição no varejo. China e Índia são considerados como Unbundling+PIE, mas em ambos os países existem experiências regionais mais competitivas, e no caso da Índia até mesmo a tentativa de uma Bolsa de Energia, além de diversos leilões para incentivo a eólicas e solar PV em nível nacional e regional. A América Latina é considerada em sua maior parte atacadista, porém vários países apresentam comportamento pendular, ou seja, em alguns momentos adotam práticas de viés competitivo e em outros momentos medidas mais centralizadas e intervencionistas, o que está em muito relacionado as alterações de cenário

político. A Colômbia é o único país latino que permite competição no varejo, com um mercado no qual os consumidores de alta tensão podem escolher livremente os supridores.

O Brasil possui um Desenho de Mercado do tipo Atacadista, com negociações normalmente realizadas no formato *bundle*, com exceção das operações do *grid* coordenadas pelo ONS. A Figura SE 7 demonstra o Desenho de Mercado do SEB a partir da perspectiva de prazo de entrega dos produtos.

Figura SE.7 – Desenhos de Mercado: Experiência Internacional

Fonte: Elaborado pelo autor

O SEB possui como preocupação principal a segurança do suprimento (*Supply Adequacy*), especialmente após o racionamento ocorrido entre 2001-2002, o que leva o país a contratação de novas usinas em uma lógica de leilões para o ACR, o qual representou em 2017 ao redor de 70% da carga total. Apesar de ser um modelo atacadista, existem diversos movimentos no sentido de torná-lo um modelo varejista, com destaque para a figura regulatória do Comercializador Varejista e a Consulta Pública MME nº 33/2017. Um dos limitadores e pontos de atenção do Desenho de Mercado brasileiro é a formação do preço do mercado de curto prazo (preço spot), a qual segue uma lógica *cost-based*, também conhecida como *tight pool*, no qual o despacho é realizado centralizadamente e considerando como principal direcionador os resultados dos modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP. Atualmente (ago/2017) os preços são formados em base semanal e em patamares de carga (leve, média e

pesada), porém está se buscando uma maior precisão com a migração do preço para base diária e horária no biênio 2019-2020. Por fim, o SEB ainda está buscando utilizar serviços financeiros de proteção, destacando que existem algumas iniciativas de agentes do próprio setor e do setor financeiro, porém ainda em estágio inicial.

Figura SE.8 – Análise SWOT do Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

No capítulo 7 é apresentada uma análise explanatória e exploratória do Desenho de Mercado do SEB, o que permite a construção da análise SWOT apresentada na Figura SE.8. O modelo brasileiro apresenta como forças (*Strengths*) a expansão da geração, fontes renováveis, o desenho dos leilões, e o aumento da participação dos consumidores. Evidencia-se como fraquezas (*Weaknesses*) do SEB a expansão concentrada no ACR, problemas financeiros estruturais, e o sinal de preços. Elenca-se como ameaças (*Threats*) a complexidade técnica e regulatória, problemas financeiros e a judicialização. Por fim, verifica-se como oportunidades (*Opportunities*) aumentar a competição, prover sinais de preços adequados, e a proposta de um novo desenho de mercado.

Como uma das forças (*Strength*) pode-se destacar a expansão da geração em um longo período de tempo (2004-2017) por meio dos leilões regulados. O Brasil é reconhecido internacionalmente como um caso de sucesso em atrair investimentos em novas usinas por meio de mecanismos competitivos, e apesar de haver críticas quanto as tecnologias contratadas e a

regulação, os números apontam o país como o maior mercado da América Latina e Top-10 em nível mundial. Ao redor de 62% da expansão da geração nos leilões realizados entre 2004 à ago/2017 ocorreu com a contratação de fontes renováveis, o que se caracteriza como outra força no modelo do país, destacando-se a bem-sucedida introdução da tecnologia eólica, algo que os formuladores de política estão repetindo para introduzir a tecnologia solar PV. Concluindo a análise dos pontos fortes do SEB está o aumento da participação dos consumidores nas decisões de consumo, com destaque para o aumento do ACL, tanto em percentual do consumo total quanto em relação ao número de consumidores livres e especiais.

Analisando as fraquezas (*Weaknesses*) verifica-se que a expansão do parque gerador ocorre basicamente por meio dos leilões regulados, o que ao final caracteriza-se como uma alocação injusta de custos, dado que a segurança do suprimento beneficia os consumidores dos dois ambientes de comercialização (ACR e ACL). Além disso, o atual desenho de mercado pode, paradoxalmente, redundar em uma situação em que há uma necessidade global de contratar novas usinas, porém as distribuidoras que servem o ACR podem não necessitar de nova contratação. Observa ainda que a expansão concentrada somente no ACR funciona como um limitador para a expansão do ACL, pois permitir uma maior migração resultaria em um menor fluxo de caixa para as distribuidoras honrarem os contratos já celebrados, e também impactaria na mencionada declaração de necessidade de contratação para os novos leilões.

Os problemas financeiros estruturais caracterizam-se como outra fraqueza do SEB, os quais estão evidentes na liquidação do mercado de MCP e nas diversas garantias financeiras (MCP e leilões). A contabilização e liquidação do MCP apresenta periodicamente sérios problemas relacionados a inadimplência, seja devido a elevação do PLD ou a descompassos comerciais e de geração/consumo de energia elétrica, tendo como exemplo mais crônico no triênio 2015-2017 o volume de despacho das usinas hidroelétricas em relação ao cálculo da Garantia Física (GF), conhecido no jargão do setor como ajuste no fator do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) ou GSF (*Generation Scaling Factor*).

No que tange as garantias financeiras, é necessário revisitar os diversos mecanismos utilizados, pois no MCP elas são requeridas após o consumo físico e as operações comerciais terem sido celebradas, funcionando como um pré-pagamento. Em relação as garantias financeiras dos leilões verificam-se problemas nos recebíveis oferecidos pelas distribuidoras nos CCEARs, pois em uma série de situações se verificou que as distribuidoras alocaram os recursos para contas correntes diferentes das indicadas nos CCEARs, além de algumas empresas apresentarem sérios problemas econômicos e financeiros, especialmente as distribuidoras das regiões Norte e Nordeste administradas pela Eletrobrás. Relativamente às

garantias financeiras oferecidas pelos vendedores dos leilões, especialmente a garantia de fiel cumprimento relacionada a construção das usinas, verifica-se uma dificuldade de execução em caso de não cumprimento dos prazos de construção dos projetos, redundando em longos processos administrativos ou judiciais.

Ainda analisando as fraquezas relevantes está o sinal de preços, em especial a formação do PLD, a qual é muito questionada por ser no formato *cost-based*, sem a submissão de lances por parte dos agentes geradores. Na prática o PLD apresenta expressiva volatilidade devido as variações de afluência, estando também sujeito às decisões do ONS e dos formuladores de política. Decisões políticas e discricionárias, por mais bem intencionadas e fundamentadas que sejam, não podem ser adequadamente previstas, o que tende a ser refletido e precificado em preços mais altos nos contratos do ACR e ACL. Isto também afeta as decisões de investimento e mina o desenvolvimento do SEB como um todo, incluindo a dificuldade em se constituir uma Bolsa de Energia e uma *Clearing House*.

Analisando os resultados dos leilões, também há, em menor escala, questionamentos quanto aos preços das diversas tecnologias. Na Figura SE 3 estão demonstrados os preços resultantes dos leilões para contratação de novas usinas, porém questiona-se que esses preços não são comparáveis e que há distorções em todas as tecnologias. Por exemplo, as usinas renováveis contam com diversos subsídios, destacando o desconto no uso da tarifa de fio (TUSD/TUST). Também há subsídios tributários e na concessão de empréstimos para as tecnologias Renováveis, o que as tornam mais competitivas. Em contrapartida, no caso das usinas térmicas, utiliza-se como principal balizador o ICB, o qual é questionado por indicar em vários momentos uma baixa utilização dessas usinas, porém na prática as usinas térmicas são acionadas com maior frequência. Concluindo, têm-se que os preços resultantes das hidroelétricas maiores que 30 MW de potência reflete a contratação dos projetos estruturantes da região Amazônica, os quais ofertaram preços bem abaixo da média das demais usinas.

No campo das ameaças (*Threats*) estão a complexidade técnica e regulatória, os problemas financeiros e a judicialização. A complexidade técnica e regulatória funciona como uma barreira de entrada para novas empresas e até mesmo para uma participação mais expressiva do setor financeiro. Essa complexidade também redundando em diversos tipos de assimetria de informação para os consumidores, além de resultar em problemas financeiros e em judicialização.

Observa-se que o SEB foi se tornando gradativamente mais complexo ao longo do tempo, em um lento e crescente processo de micro-regulação promovido pelos formuladores de política e pela ANEEL. A micro-regulação em vários momentos era bem intencionada no

sentido de reduzir custos e permitir, por exemplo, que usinas atrasadas ou com baixa performance pudessem se recuperar, porém na prática o resultado tem sido um sistema mais caro e injusto na alocação de custos e riscos. A realização da micro-regulação, sem a discussão completa do desenho e dos problemas estruturais, resultou em um desenho complexo e ineficiente do ponto de vista alocativo.

Relativamente aos problemas financeiros do SEB, observa-se que esses problemas estão presentes nos diversos segmentos e também refletem a complexidade e as escolhas realizadas de forma equivocada, sendo que algumas escolhas até tinham um nobre propósito de reduzir os custos para os consumidores, porém por violarem conceitos econômicos acabaram por produzir um efeito contrário. A complexidade aliada aos problemas financeiros redundou em um alto nível de judicialização no SEB, com os agentes buscando no judiciário proteção contra decisões empresariais equivocadas e contra decisões regulatórias que entendem prejudicarem seus interesses, criando um processo retro-alimentador.

Como oportunidades (*Opportunities*) é possível indicar o aumento da competição, a promoção de sinais de preços adequados e a proposta de um novo desenho de mercado. Contudo, as oportunidades devem ser analisadas como um único conjunto, pois se complementam e integram um grande endereçamento de solução para o SEB. Entende-se que somente com a introdução de um novo desenho se obterá eficiência e, para tal, é necessário aumentar a competição utilizando leilões como elemento alocativo principal, esperando-se obter por meio deste mecanismo um sinal de preço adequado para atração de investimento e uma operação econômica do mercado. A proposta de um novo modelo para o SEB é o *core* desta tese de doutorado (capítulos 8 a 10), sendo descrita de forma executiva na seção a seguir.

SE 4. Um Novo Desenho de Mercado para o SEB

O novo Desenho de Mercado proposto para o SEB é composto de 10 proposições, das quais as duas primeiras são princípios a serem seguidos, sendo que as demais 8 proposições possuem um viés prático e concreto.

A Figura SE 9 sumariza as dez proposições para o novo Desenho de Mercado do SEB, destacando que essas proposições visam um endereçamento global dos problemas partindo da premissa que a competição deve ser promovida sempre que possível e que os consumidores devem participar, na maioria das vezes, do processo de escolha.

Figura SE.9 – As dez proposições para o novo Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

No que tange ao Desenho de Mercado, defende-se o *Unbundling* dos produtos visando competição e eficiência econômica. Entende-se que os diversos produtos vinculados a energia elétrica possuem natureza regulatória e estímulos econômicos diferentes, logo a comercialização em formato *bundle* eleva a complexidade e tende a refletir em uma menor liquidez, uma menor competição e consequentemente uma menor eficiência alocativa.

Analisando o novo Desenho de Mercado a partir das dimensões Física/Contratual e Financeira, verifica-se o papel pivotal do Operador de Mercado do Brasil (OMB) na conexão dessas relações comerciais entre os diferentes *players* de mercado.

Na dimensão Física/Contratual os consumidores finais em nível de varejo (inferior a 3 MW), poderão escolher livremente entre as diversas *Load Serving Entities* (LSEs), as quais são na prática grandes comercializadoras varejistas. No mercado de atacado participam na posição de fornecedores os geradores e PIEs, e na posição de compradores as LSEs e os grandes consumidores acima de 3 MW de demanda contratada. Entende-se que a divisão entre atacado e varejo é fundamental para elevar a robustez financeira do SEB.

Figura SE.10 – Produtos e Arquitetura do novo Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura SE.11 – Dimensões do novo Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Na dimensão Financeira têm-se *Traders* e *Brokers* visando aumentar a liquidez com instrumentos financeiros, e no caso dos *Traders* haveria também a negociação de contratos com compromisso de entrega física.

Com objetivo de elevar a liquidez, e dar robustez financeira, se propõe um ambiente que favoreça a participação das Instituições Financeiras, além de estímulos explícitos a formação de Bolsas de Energia com *Clearing Houses*. Nesta dimensão Financeira também participariam os agentes de mercado de nível de atacado da dimensão Física/Contratual, observando que as diferenças de posições comerciais, financeiras e físicas seriam conectadas pelo OMB.

A maior participação dos consumidores e um papel ativos de agentes com viés financeiro devem incentivar o surgimento de novos produtos e a proteção de risco de forma privada por meio de mecanismos de mercado, ao invés de mecanismos regulatórios centralizados. Todavia, um dos pontos de atenção observados nos mercados competitivos internacionais, e de certo modo no início da implementação do projeto RE-SEB, é a segurança do suprimento (*Supply Adequacy*). No MSEB-2004 se endereçou o problema por meio de leilões centralizados para o ACR no formato *bundle* (capacidade + energia). Dada liberdade de escolha para componente Energia, se propõe que a contratação da Capacidade seja realizada de forma central, por meio de leilões específicos que assegurem parte da receita necessária para viabilizar o gerador. O MME definiria as diretrizes gerais dos leilões, a EPE definiria o *mix* tecnológico e o volume a ser contratado, observando um Procedimento de Planejamento estabelecido para atenuar pressões políticas. A ANEEL regularia o leilão e os contratos, e o OMB faria gestão da contratação e a cobrança dos custos de todos os consumidores por meio de um encargo que consideraria o consumo realizado nos últimos 12 meses.

A gestão realizada pelo OMB na contratação da Capacidade seria similar à gestão atualmente realizada pela CCEE na contratação da Energia de Reserva. Todavia, o Desenho de Mercado proposto considera que haverá um *Big Bang* programado, no qual em janeiro/2020 todos os consumidores estariam arcando com o custo da Capacidade, inclusive dos contratos legados (CCEARs, CERs, Regime de Cotas de GF, Regime de Cotas de Energia Nuclear, PROINFA e Cotas de Itaipu), os quais seriam divididos conforme elencado na Tabela SE.1, a qual considera a experiência internacional apresentada em IEA (2016).

No novo Desenho de Mercado a administração e o comprador dos contratos legados seria o OMB. Caberia ao OMB realizar leilões da componente Energia desses contratos, como também dos Certificados de Energia Limpa dos contratos originados de fontes Renováveis.

Figura SE.12 – OMB na gestão do Contrato de Capacidade

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela SE.1 – Contratos Existentes e Benchmark para o Mercado de Capacidade

Grupo	Descrição	Tecnologias	% Receita
Grupo 1	Usinas acima de 30 MW de potência contratadas na modalidade Quantidade e Cotas de Itaipu	Hidráulicas	35%
Grupo 2	Usinas renováveis contratadas nas modalidades Quantidade e Disponibilidade	Eólicas, PCHs, CGHs, Biomassas e Solar PV	50%
Grupo 3	Receita Fixa de Térmicas Fósseis ou usinas em Regime de Custo do Serviço (exceto Itaipu)	Térmicas Fósseis, Regime de Cotas de GF e Angra I e II	100%

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados (positivos e negativos) da venda da Energia e dos Certificados de Energia Limpa seriam compensados pelo Encargo de Capacidade. A migração dos contratos dos atuais compradores para o OMB ocorreria após escolha dos vendedores, ou seja, seria facultado aos atuais vendedores o direito de manter o contrato com a receita assegurada no leilão, somente com a mudança do comprador, ou ainda, poderiam migrar para o novo regime e ficar com o direito de realizar as vendas da componente Energia ou dos Certificados de Energia Limpa.

A ideia é manter para os vendedores (que desejarem) o fluxo financeiro do contrato, mudando apenas o comprador, e no caso dos descontos TUSD/TUST, o OMB pagaria as duas

componentes do desconto (vendedor e consumo), atualmente arcadas pela CDE, para o atual detentor da autorização das usinas já existentes ou com o desconto já assegurado. Em outras palavras, visando diminuir pressões judiciais e políticas, e mantendo os contratos firmados, aos vendedores é facultado a escolha de migrarem para o novo Desenho de Mercado ou manterem o fluxo econômico dos contratos já celebrados.

Figura SE.13 – Administração da Capacidade pelo OMB

Fonte: Elaborado pelo autor

A proposta de novo Desenho do SEB observa que as relações comerciais e físicas estariam mais próximas. O ciclo de contabilização do MCP seria com liquidações parciais diárias e liquidação semanal. Visando manter a estrutura tributária, as apurações parciais diárias da contabilização seriam consolidadas após o término do mês, quando seriam apresentados os resultados finais, descontando-se na parte financeira os pagamentos realizados nas liquidações preliminares. As negociações seriam realizadas em operações de balcão (OTC), nas Plataformas de Negociação (BBCE, por exemplo) e nas Bolsas de Energia.

Todas as operações com compromisso de entrega física seriam registradas no OMB, seguindo uma lógica de garantias financeiras *on-line*, ou seja, somente contratos com garantias seriam aceitos e registrados. O OMB no processo de apuração diária das parciais da

contabilização verificaria os contratos registrados, o consumo e geração realizados em MWh, e os lances submetidos pelos PIEs e LSEs nos leilões de duplo lado para operação do sistema, conhecidos como Leilões DAM (*Day Ahead Market*) e IDM (*Intra Day Market*). Os dois leilões para operação do sistema demandariam um sistema conhecido como dupla contabilização, no qual os compromissos firmados de geração e consumo nos Leilões DAM e IDM são comparados como o realizado no tempo real. Espera-se que os índices de inadimplência não sejam relevantes, dada robustez de um sistema com garantias financeiras *on-line*, a presença de Plataformas e Bolsas de Energia, além da separação de atacado e varejo.

A mudança no processo de formação de preços do MCP, migrando de *cost-based* para *bid-based*, é uma das principais alterações do novo Desenho de Mercado do SEB. Nessa nova abordagem, o OMB operaria o mercado considerando o resultado dos Leilões DAM e IDM, cujo processo é apresentado resumidamente na Figura SE.14.

Figura SE.14 – Programação diária dos Leilões DAM e IDM

Fonte: Elaborado pelo autor

Primeiramente ocorre o Leilão DAM, em um processo em que os PIEs e LSEs poderiam submeter lances para as horas do dia “d” desde as 00:00 do 7º dia anterior (“d-7”) até às 10:00 de “d-1”. No período entre 10:01 e 14:00 do dia “d-1” o OMB processaria os lances nos sistemas computacionais, divulgando os resultados dos agentes comprometidos (*Unit commitment*) com

lances aceitos e com o preço definido. Entre 14:01 e 15:00 de “d-1” há um interlúdio no qual os agentes de mercado e o OMB se preparam para o Leilão IDM. A partir das 15:00 do dia “d-1” até três horas antes da hora de referência do dia “d” são submetidos novos lances no Leilão IDM, revelando os novos agentes que foram atendidos. Além disto, o OMB operará o tempo real mantendo o sistema estável e, para tal, considerará não somente os lances submetidos como também eventuais recursos contratados como Serviços Ancilares em leilões específicos.

Analisando a formação de preços por oferta (*bid-based*) pela perspectiva do fluxo de informações, observa-se que serão realizados processos dinâmicos com dados e lances fornecidos pelos agentes de mercado (PIEs e LSEs), além de um acompanhamento detalhado das condições físicas de todo o sistema pelo OMB.

Figura SE.15 – Fluxo de informação dos Leilões DAM e IDM

Fonte: Elaborado pelo autor

Um dos pontos relevantes para a implementação do novo Desenho de Mercado do SEB é o processo de transição, e este trabalho propõe que o período tenha uma duração de 72 meses. Aparentemente seria um período considerado demasiadamente longo, porém ao se analisar as 05 fases propostas na Figura SE.16 observa-se que um grande conjunto de medidas relevantes estariam sendo implementadas até o 25º mês, o que para fins deste trabalho seria janeiro/2020.

Figura SE.16 – Fases do Processo de Transição

Fonte: Elaborado pelo autor

Nesta proposta de transição se observa que o SEB já teria no 25º mês um desenho expressivamente diferente do atual, incluindo um Mercado de Energia 100% livre. Neste momento já estariam organizados os diferentes papéis dos agentes de mercado, além da realização dos diversos *Unbundlings*: (i) separação fio e energia nas Distribuidoras; (ii) separação de atacado e varejo; (iii) separação de lastro e energia.

O que acaba por elevar o tempo do período de transição é a migração da formação do preço por modelo para o preço por oferta (52º mês) e o fim das tarifas reguladas (60º mês). Conforme será detalhado a seguir, a migração para uma formação de preço por oferta é complexa e envolve uma série de ações, com o objetivo de mitigar o exercício de poder de mercado.

No que se refere ao fim das tarifas reguladas, entende-se que apesar de todos os consumidores já serem elegíveis a escolherem o supridor no 25º mês, seria necessário um longo período de transição para que esses consumidores, em especial os residenciais, se habituem com a nova dinâmica de mercado. Um período de aproximadamente cinco anos, a partir do início da implementação do modelo, permitiria que os formuladores de política e a ANEEL realizassem

os ajustes necessários, incluindo novamente medidas de preservação da concorrência e visando mitigar o exercício de poder de mercado.

Ainda relativamente a gestão da transição, apresenta-se na Figura SE.17 um gráfico de GANTT com as propostas indicadas e qual a ação que caracteriza o fim da implementação da referida proposta.

Figura SE.17 – Gráfico GANTT da transição do novo Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que no Apêndice 1 há uma descrição detalhada de todas as tarefas e o período de execução em meses. Todavia, recomenda-se que além das tarefas propostas para a implementação do novo Desenho de Mercado seja adotada uma forte gestão de *stakeholders*, em especial se a decisão for pela adoção integral da proposta desta tese. Esta gestão se faz necessária devido a redistribuição de custos e riscos entre os agentes de mercado, pois apesar de se esperar ao final do processo um ganho líquido de eficiência e um crescimento do tamanho do mercado, haverá uma distribuição de resultados que não será uniforme.

A migração para uma formação de preço por oferta (*bid based*) envolveria sete ações, as quais devem ser realizadas de forma concatenada, dada sensibilidade e o efeito alocativo do PLD entre os agentes de mercado.

Figura SE.18 – Passos para adoção do preço por oferta (*bid based*)

Fonte: Elaborado pelo autor

A primeira ação seria reduzir a granularidade do preço, visando aumentar a precisão da operação do sistema, diminuindo os encargos de serviço do sistema e permitindo o surgimento de novos produtos, dada expectativa de uma maior volatilidade intra-diária.

A segunda ação é verificar a existência de poder de mercado, em especial nas usinas hidroelétricas e térmicas, pois estas podem reduzir artificialmente a oferta, em um ambiente de submissão de lances, com o objetivo de aumentar o preço. Ressalta-se que estudos apontam que há no SEB uma concentração de mercado que poderia permitir o exercício de poder de mercado. A terceira ação seria mitigar o poder de mercado com ao menos duas ações: (i) leiloar o direito de comercialização de energia de agentes com poder de mercado, especialmente aqueles com usinas hidroelétricas estratégicas; (ii) contratar térmicas de base com CVUs baixos, sendo que neste estudo se considerou a contratação de térmicas à carvão.

Após realizar as medidas mitigatórias, que “consertariam” o parque gerador, seria adotada a quarta ação, a qual consiste em modelar o comportamento dos agentes e, para tal, se utilizaria o arcabouço da teoria dos jogos e a abordagem *Agent Based Model* (ABM). Neste passo o objetivo não é prever com precisão o PLD, mas sim identificar as tendências de comportamento dos agentes. A quinta ação consiste em estudar aprofundadamente as cascatas

brasileiras, e qual a abordagem correta a ser adotada no Brasil em uma formação de preços com lances, destacando que este trabalho apresenta três alternativas: (i) submissão de lances em conjunto na cascata; (ii) divisão entre direito de alocação e direito de produção de energia; e (iii) adoção de um mecanismo de Coase, com penalização para os agentes que desotimizam a cascata. A sexta ação é o desenvolvimento dos modelos matemáticos para a operação dos Leilões DAM e IDM e, nesse sentido, sugere-se uma concorrência entre consórcios com a exigência de ter ao menos uma empresa nacional e uma empresa internacional com experiência em mercados com formação de preço por oferta. Por fim, têm-se a sétima e última ação que é a implementação dos processos e procedimentos operacionais para que o OMB possa iniciar os Leilões DAM e IDM.

Este trabalho defende que mecanismos competitivos, em especial leilões, são mais eficientes na alocação dos produtos e serviços relacionados aos mercados de energia elétrica. Todavia, dada atual estrutura de mercado e o mix tecnológico do parque gerador, é de se esperar em um primeiro momento que os preços do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia e Certificados de Energia Limpa sejam mais elevados, com expectativa de redução no médio e longo prazo devido a maior competição e aos incentivos de eficiência promovidos por um Desenho de Mercado moderno e consistente nos fundamentos da indústria de energia elétrica. Assim, se realizou análises quantitativas prospectivas com o objetivo de identificar tendências de valores para os três principais mercados propostos neste trabalho, além de uma estimativa do tamanho total do mercado de comercialização com o novo desenho, considerando diferentes cenários de liquidez.

Iniciando a análise do Mercado de Capacidade, espera-se um tamanho total de R\$ 82,2 bilhões em 2023. Este valor considera a divisão proposta para os contratos legados apresentada na Tabela SE.1, além dos contratos que serão adicionados no período 2018-2021 dos leilões já realizados, além das necessidades identificadas para a cobertura de lastro para todo o mercado (ACR e ACL) a partir de 2020. Por fim, observou-se ainda o fim do Tratado de Itaipu na parte comercial e a recontração do necessário para a cobertura total de lastro neste mesmo ano, considerando preços mais altos de mercado. A Figura SE.19 apresenta os valores em um gráfico de cascata.

Figura SE.19 – Estimativas do Mercado de Capacidade, em R\$ bilhões de 2017

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o Encargo de Capacidade foram realizadas estimativas para o período 2020-2023. A expectativa é que em 2020 o encargo seja de R\$ 113,72/MWh, sendo pago por todos os consumidores, considerando uma carga total do SEB da ordem de 603,4 TWh. Em 2021 a expectativa é um valor de R\$ 115,74/MWh para uma carga de 624,6 TWh, enquanto para 2022 a expectativa é um encargo equivalente a R\$ 115,08/MWh para uma carga de 646,4. Por fim, espera-se um salto no encargo para o ano de 2023, dada mencionada descontração de Itaipu e recontração desta Capacidade a preços mais altos de mercado. Com este cenário, o Encargo de Capacidade seria de R\$ 122,93/MWh em 2023 para uma carga e 669,0 TWh.

A contratação da Capacidade em 2020 para a cobertura total do SIN se daria por meio de um leilão centralizado, no qual se contrataria usinas existentes. Em janeiro/2021 entrariam usinas térmicas a carvão totalizando 7,2 GW de potência com uma lógica de térmicas de base, e com CVU de R\$ 146,61/MWh. Esse CVU refere-se a usina Pecém II, a qual foi utilizada como referência por ser privada (propriedade do grupo EDP), operando com carvão importado e sem subsídio da CDE. O ideal seria, por questões ambientais, que a contratação de térmicas de base ocorresse de usinas a gás natural, porém as dificuldades em destravar o mercado de gás demandam, a princípio, medidas mais conservadoras, algo que poderia ser revisto conforme a evolução do mercado de gás.

Também entraria em operação no Mercado de Capacidade o volume de 4 GW de potência das tecnologias solar PV e eólica, totalizando 8 GW de Renováveis.

Para a análise quantitativa prospectiva do PLD, com abordagem *bid based* (preço por oferta), se considerou uma série de premissas para a formação das curvas de Demanda e Oferta e uma simplificação de um único preço para o SIN, sem as restrições de transmissão. Para a formação da curva de Demanda foi realizada uma estimativa de demanda máxima do SIN para 2023 a partir das taxas de crescimento do período 1999-2016 e a curva da demanda para 2023 foi construída a partir das curvas verificadas entre 2010-2016, observando que para a definição do preço para cada hora se adotou uma curva inelástica ao preço. Para a formação da curva de Oferta se observou as usinas do *deck* do PMO de setembro/2017 e a previsão de entrada do BIG ANEEL de 13/10/2017, destacando que para o cenário base as usinas hidroelétricas submeteriam lances de quantidade da ordem de 85% da GF revisada para o ano de 2018, conforme a revisão de GF estabelecida pela EPE. A adição de Capacidade foi a prevista no *deck* de setembro/2017, adicionada da contratação de 8 GW de potência de Renováveis (divididos igualmente entre eólica e solar PV), além de 7,2 GW de potência a carvão. A submissão de lances das usinas obedeceria uma abordagem marginalista com uma lógica ABM, assumindo que as usinas hidroelétricas submeteriam lances de R\$ 154,50/MWh, valor equivalente iguais ao preço médio de contratação dos Leilões do ACR, e as usinas térmicas o próprio CVU, enquanto as pequenas Renováveis seriam *price-takers*. A Figura SE.20 sintetiza as premissas usadas para as análises prospectivas do PLD estrutura por oferta.

A partir das premissas apresentadas se realizou análises quantitativas prospectivas para quatro cenários principais, sendo que o cenário 2 se subdividiu em cinco possibilidades.

O cenário 1.0 é denominado “**Sem poder de mercado**”, no qual as usinas submetem lances de acordo com o custo marginal. O cenário 2 chama-se “**Hidros selecionando horas de stress**” no qual as hidroelétricas escolhem as horas com maior *stress* no sistema para submeterem lances de quantidade acima da GF, em intervalos de 5% que se iniciam em 10% acima da GF no cenário 2.1, 15% acima da GF no cenário 2.2., 20% acima da GF no cenário 2.3., 25% da GF no cenário 2.4, e 30% acima da GF no cenário 2.5.

O cenário considerado como 3.0 é o “**Exercício de poder de mercado**” no qual as usinas hidroelétricas sempre submetem o preço da térmica marginal e somente a quantidade necessária para completar a carga.

Figura SE.20 – Premissas para as análises prospectivas do PLD estrutural por oferta

Fonte: Elaborado pelo autor

O cenário 4.0 caracterizado pelo “**Uso político das hidros**” considera que as usinas hidroelétricas submeteriam lances 10% acima da GF no horário entre 9h-18h.

A partir das premissas e cenários (Figura SE.20 e Tabela SE2) considerados se apresenta a Figura SE.21, a qual demonstra as curvas esperadas para o PLD estrutural do SIN em uma abordagem *bid-based*. Destaca-se que relativamente aos cenários da família “2” se apresenta apenas a curva do cenário 2.1., o mais provável desta família e de ocorrer no novo Desenho de Mercado.

A Figura SE.22 apresenta os preços máximos, mínimos e médios dos cenários explorados para o PLD estrutural por oferta. Observando os preços médios, verifica-se que o cenário 1.0 teria um PLD médio esperado de R\$ 395,08/MWh, enquanto o cenário 2.1 teria um valor médio de R\$ 308,17/MWh. O cenário 3 apresenta o elevado preço de R\$ 1.077,86/MWh e sem qualquer variação, pois neste caso se assume um pleno exercício de poder de mercado das usinas hidroelétricas, o que é muito pouco provável de ocorrer. Por fim, têm-se um preço médio no cenário 4.0 de R\$ 265,19/MWh, o que seria possível no caso das usinas hidroelétricas serem utilizadas de forma política.

Tabela SE.2 – Cenários para análises prospectivas do PLD estrutural por oferta

Cenário	Características
Cenário 1.0	<ul style="list-style-type: none"> > Usinas submetem lances de acordo com o CMg - Hidro submetem preços dos Leilões ACR R\$ 154,50/MWh - Térmicas submetem CVU - Eólicas e solar PV são <i>price takers</i>
Sem poder de mercado	<ul style="list-style-type: none"> > Quantidade: - Hidros nas horas de stress submetem além de 85% da GF , indo até o necessário para atender a carga. - Disponibilidade máxima para as térmicas. - Eólica submete a curva de ago/2017 e solar PV a curva verificada em 13/10/2017.
Cenário 2.0	<ul style="list-style-type: none"> > Hidros escolhem momentos com maiores preços (<i>stress</i>) para submeterem lances acima da GF entre 10% e 30% - Cenário 2.1. 10%; Cenário 2.2. 15%; Cenário 2.3. 20%; Cenário 2.4. 25%; Cenário 2.5. 30%
Hidros selecionando horas de stress	<ul style="list-style-type: none"> > Horas de stress do sistema: 14h - 17 h > Preço submetido pelas hidros ainda seria R\$ 154,50/MWh
Cenário 3.0	<ul style="list-style-type: none"> > Hidros sempre submetem o preço da térmica marginal.
Exercício de poder de mercado	<ul style="list-style-type: none"> > A quantidade submetida só é a necessária para o atendimento do sistema.
Cenário 4.0	<ul style="list-style-type: none"> > Hidros são utilizadas como instrumento político. > Submissão de lances de 10% acima da GF o horário entre 9h-18h.
Uso político das hidros	<ul style="list-style-type: none"> > Preço submetido pelas hidros seria de R\$ 154,50/MWh.

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura SE.21 – Curva esperada para o PLD estrutural por oferta

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura SE.22 – Preços máximos, mínimos e médios: cenários PLD estrutural por oferta

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a análise quantitativa dos Certificados de Energia Limpa se utilizou uma abordagem contábil direta. Desse modo, se verificou os desembolsos realizados pela CDE para o ano de 2016, o que funciona como uma referência para o piso a ser pago a esses certificados e também como o valor mínimo de uma penalidade para os consumidores que não adquirirem o volume mínimo estabelecido pela regulação. O valor inicial dos Certificados de Energia Limpa seria de R\$ 16,53/MWh e a Tabela SE 3 apresenta os números relacionados a esse valor.

Tabela SE.3 – Cálculo do Certificado de Energia Limpa, em R\$/MWh

A) Total de Descontos	1.285.170.877,37
Desconto TUSD/ TUST consumidor 2016	1.053.385.598,87
Desconto TUSD/ TUST gerador 2016	231.785.278,50
B) Geração de Fontes Incentivadas em MWh	77.728.618,849
- Eólica	32.071.079,900
- CGH	762.123,059
- PCH	20.987.389,521
- Biomassa	23.877.668,874
- Solar PV	30.357,495
C) Certificado de Energia Limpa em R\$/MWh (A/B)	16,53

Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, são apresentadas análises quantitativas prospectivas do tamanho do mercado de comercialização em 2023. O Desenho de Mercado atual deverá representar uma comercialização de energia da ordem de R\$ 401,59 bilhões/ano, enquanto que o volume esperado para o Desenho de Mercado proposto seria de R\$ 728,26 bilhões/ano com um índice de liquidez de 3.0 no Mercado de Energia. Considerando um índice de liquidez da ordem de 3.5, o tamanho total seria de R\$ 836,25 bilhões/ano, e com um índice de liquidez de 4.0 o tamanho total estimado do mercado de comercialização seria de R\$ 943,74 bilhões/ano.

O tamanho do mercado sobe expressivamente devido a abordagem adotada de um Mercado de Energia 100% livre, o que tenderia a trazer mais agentes financeiros para o processo. Entende-se ainda que com volumes financeiros maiores também seriam atraídos novos investidores para o mercado, tanto na construção de novas usinas, como no fornecimentos de novos serviços, o que elevaria a competição e iniciaria um ciclo virtuoso.

A Figura SE 23 apresenta o tamanho do Mercado de Comercialização do SIN com a quebra entre Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Certificados de Energia Limpa, assumindo um Mercado de Energia 100% Livre.

Figura SE.23 – Mercado de Comercialização com diferentes cenários de liquidez

Fonte: Elaborado pelo autor

Concluindo a análise sobre o novo Desenho de Mercado do SEB têm-se a Tabela SE.4, a qual apresenta as dez proposições e correlação com as questões e os problemas que se pretendem solucionar, além dos resultados esperados e os pontos de atenção. Observa-se que as duas primeiras proposições são de natureza filosófica e de princípios a serem perseguidos, enquanto as demais oito proposições são práticas e demandam ações concretas.

Tabela SE.4 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
1 - O Desenho do Leilão e do Mercado deveria contemplar os custos sociais a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação da sociedade em favor daqueles que melhoram essa alocação.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Justiça alocativa entre os consumidores e produtores. ▪ Sustentabilidade e eficiência econômica do SEB. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior eficiência na produção, consumo e comercialização de energia elétrica. ▪ Menor judicialização no médio e longo prazo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Judicialização se o processo não for robusto do ponto de vista jurídico/formal. ▪ Disputas políticas no processo de discussão de alocação de riscos e custos.
2 - O desenho do SEB deveria contemplar uma correta alocação de custos a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação em favor daqueles que melhoram essa alocação.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Justiça alocativa entre os consumidores e produtores. ▪ Sustentabilidade e eficiência econômica do SEB. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior eficiência na produção, consumo e comercialização de energia elétrica. ▪ Menor judicialização no médio e longo prazo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma onda de judicialização se o processo não for robusto do ponto de vista jurídico/formal. ▪ Disputas políticas no processo de discussão de alocação de riscos e custos.

Tabela SE.4 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
3- <i>Unbundling</i> com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa. Além disso, seria estimulada a oferta de instrumentos de proteção financeira	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrigir as falhas de desenho: incluir todos os consumidores na expansão, inserir questões de transmissão e meio-ambiente. ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. ▪ Sinal de preços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Robustez econômica e financeira no médio e longo prazo. ▪ Sinal de preços adequado para operação e expansão eficiente do mercado. ▪ Crescimento do tamanho de mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elementos da transição. ▪ Disputa política entre ganhadores e perdedores do processo. ▪ Menor espaço político para o uso da energia elétrica.
4 - Separação do fio e da comercialização na distribuidora	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Robustez econômica financeira. ▪ Redução da discussão tarifária ao fio, energia seria competitiva. ▪ Maior competição, melhores e novos serviços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistência das comercializadoras incumbentes devido as novas competidoras (LSEs) ▪ Distribuidoras perdem peso político e musculatura financeira

Tabela SE.4 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
5 – Separação do atacado e varejo.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior robustez financeira no atacado. ▪ Maior competição. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entidades setoriais e agentes que entendem que seria uma barreira de entrada.
6 – Separação da figura da comercializadora e do corretor.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior competição, melhores e novos serviços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistência de pequenas comercializadoras
7 - Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior robustez do atacado. ▪ Menor judicialização. ▪ Sinal de preços. ▪ Crescimento do mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Menor espaço para utilizar energia elétrica em políticas públicas. ▪ Coordenar a transição dos desenhos de mercado.

Tabela SE.4 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
8 – Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM, em uma lógica de despacho loose pool. O MCP será com dupla contabilização e <i>net pool</i> obrigatório.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Sinal de preços. ▪ Judicialização do MCP. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação eficiente e que revele os custos reais do sistema. ▪ Menor judicialização. ▪ Melhor gestão de riscos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Complexidade da transição. ▪ Menor espaço para atribuir ao operador responsabilidade pelas decisões. ▪ Menor espaço para utilizar a energia elétrica em políticas públicas.
9 – Fusão da CCEE e ONS, criando o Operador de Mercado do Brasil (OMB).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Complexidade técnica e regulatória. ▪ Eficiência operacional. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação mais eficiente do mercado. ▪ Maior robustez e coordenação entre decisões comerciais e operacionais 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Choque cultural na fusão. ▪ Disputas políticas entre os diferentes grupos.
10 – Leilões como principal mecanismo alocativo do novo Desenho de Mercado do SEB	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Participação restrita dos leilões ao ACR. ▪ Solvência econômica e financeira 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior competição. ▪ Sinal de preços. ▪ Eficiência alocativa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incorporar excessivamente elementos políticos no desenho do leilão.

SE 5. Novos Estudos e Aprimoramentos

As propostas apresentadas visam construir um novo Desenho de Mercado com maior eficiência econômica, tendo os leilões como ferramenta basilar. Todavia, para a implementação do modelo proposto é necessário uma série de estudos complementares, os quais já justificariam novas teses de doutorado. Destaca-se ao menos seis estudos que são considerados fundamentais para a implementação do novo Desenho de Mercado:

- Estudos relacionados ao *mix* e aos atributos das tecnologias que seriam contratadas no Mercado de Capacidade.
- Tipos de Bolsas de Energia que poderiam ser implementadas no Brasil.
- Comercialização de energia elétrica e setor financeiro (*funding e trading*).
- Modelos matemáticos para a formação de preço por oferta no Brasil, incluindo revisitar os estudos realizados na época do Comitê de Revitalização.
- Simular as principais variáveis do novo Desenho de Mercado com novas metodologias, incluindo modelos estatísticos e econômicos mais sofisticados.
- Discutir a gestão da transição dos desenhos de mercado utilizando metodologias mais completas, tais como *System Mapping* e *Exchange Mapping*.

SE 6. Considerações Finais

O objetivo desta tese foi apresentar uma proposta de um novo desenho para o SEB que guardasse coerência teórica e prática. A escolha dos leilões como principal ferramenta de eficiência alocativa se deve a sua consistência e ao incentivo à competição, observando-se que o Desenho de Mercado proposto visa a mitigar exatamente a preocupação de se utilizar o setor elétrico como ferramenta política no futuro e que isso redunde em novos problemas de sustentabilidade econômica.

As proposições apresentadas possuem um elo em comum: a fundamentação técnica e econômica, além de uma obsessão pela simplicidade, algo sempre difícil de ser obtido em mercados de energia elétrica. O fatiamento em diversos mercados, combinando um Mercado de Energia totalmente livre e um Mercado de Capacidade regulado, corroboram com a ambição de ter um desenho mais simples e mais eficiente.

A implantação de um novo Desenho de Mercado no SEB é sensível devido à quantidade de relações entre os mercados e os diversos agentes privados e estatais envolvidos.

Adicionalmente destaca-se que a tendência histórica no Brasil é de não concluir as transições de modelos e desenhos, algo verificado após a conclusão da concepção do desenho de mercado do Projeto RE-SEB em 1998, como também as diversas intervenções sobre o modelo setorial estabelecido em 2004. No caso brasileiro observa-se que a gestão política dos *stakeholders* e da transição normalmente não resiste aos grupos de pressão quando se inicia a materialização dos ganhos e perdas, ou seja, quando se inicia o processo de realocação de custos e riscos a pressão política sobe rapidamente e os gestores do processo buscam alternativas para acomodar os grupos de interesse, o que gerou nos dois exemplos mais profundos (1998 e 2004) desenhos de mercado híbridos e disfuncionais.

A transição de desenhos é naturalmente sensível e, dado o contexto político e de mercado do Brasil, isto se agrava. Uma característica que se desenvolveu nos últimos anos no SEB é o hábito dos agentes judicializarem em demasia as questões de mercado, mesmo quando o assunto se mostra de resolução fácil por vias administrativas. Nesse contexto, a transição de modelos deve observar um rigor no ritmo de formalização e conformidade jurídica, para mitigar o risco do novo Desenho de Mercado terminar judicializado no momento que se materializar a redistribuição alocativa.

Outra característica típica do SEB é o microgerenciamento regulatório, também conhecido como micro-regulação. Assim, questões que são operacionais e de mercado, as quais deveriam ser resolvidas rapidamente e de modo conclusivo pelo operador de mercado, são levadas ao regulador e acabam por se transformar em uma regulação específica que atende a uma demanda específica, elevando sensivelmente a dificuldade técnica e regulatória.

Contudo, apesar da complexidade intrínseca dos mercados de energia elétrica e dos problemas que atualmente o SEB apresenta, é possível desenhar um mercado que tenha fundamentos técnicos e comerciais sólidos, redundando, ao final, em competição, preços mais acessíveis e novos produtos. Todavia, cabe um alerta: não se deve esperar que um novo desenho do SEB, com mecanismos competitivos, seja o fim da história do setor elétrico, como muitos acreditaram que a queda do muro de Berlim seria o fim da história. Um Desenho de Mercado mais racional não será o fim da história do SEB, mas, sim, um elemento necessário para os desafios que as novas tecnologias trarão.

Capítulo 1 - Introdução

1.1. Aspectos iniciais sobre Leilões e Desenho de Mercado de energia elétrica

Leilões são mecanismos eficientes para alocação de produtos e serviços entre pessoas e empresas que atribuem maior valor ao item que está em disputa. Apesar do interesse recente que o tema tem despertado, destaca-se que este mecanismo é utilizado desde a Antiguidade. Os babilônicos leiloavam esposas, os gregos direitos de guerra e os romanos leiloavam direitos de exploração para a coleta de tributos.

Atualmente a grande maioria dos mercados desenvolvidos são organizados por meio de leilões. O mercado de capitais é basicamente um mercado de leilões, com ofertas de compra e venda, o mercado de títulos públicos e de câmbio são alicerçados em leilões, além dos populares leilões de internet para compra e venda dos mais diversos produtos.

Contudo, a análise isolada do tema leilões pode gerar uma série de distorções, pois apesar do mecanismo possuir diversos elementos teóricos e práticos interessantes, é necessário entender a utilidade e o valor do produto que está sendo leiloado e o contexto de mercado em que se está inserido.

Para entender o contexto de mercado é necessário examinar o que é Desenho de Mercado, tanto de uma perspectiva teórica quanto prática. Logo, para se ter um correto entendimento sobre o leilão de um produto e os resultados não basta apenas estudar a regra de atividade do leilão (Desenho do Leilão e/ou sistemática), mas também é necessário estudar o contexto de mercado, o que inclui eventualmente regulação (Desenho de Mercado).

Neste ponto está uma armadilha muito comum, que afeta normalmente os leiloeiros e reguladores, que é analisar o leilão de modo restrito à regra de atividade e não deter cuidados maiores aos aspectos que estão no entorno do certame, tais como regras de entrada no leilão, natureza do produto leiloado, preços mínimos, revenda do produto, regras dos contratos, direcionadores de política e de regulação, garantias financeiras e de performance, bem como outros diversos aspectos que possuem relevância tão significativa quanto a regra de atividade.

O mais comum é o leiloeiro concentrar maior atenção na regra de atividade do leilão para evitar o conluio, porém o conluio é apenas parte do problema, sendo que este problema está em muito relacionado ao Desenho de Mercado.

Analisando a indústria de energia elétrica, observa-se que boa parte dos mercados mundiais estão organizados por meio de leilões, utilizando-se as mais diversas nuances teóricas e de desenho de mercado, combinando aspectos econômicos e de operação física dos sistemas elétricos. Do ponto de vista físico, os sistemas elétricos ao redor do mundo são similares, com as funções de geração de energia elétrica (produção), transmissão, distribuição e operação dos sistemas. Porém do ponto de vista de Desenho de Mercado existem diversas diferenças as quais estão relacionadas ao grau de competição, regulação, contexto macroeconômico e até mesmo preferências ideológicas sobre o produto energia elétrica.

As funções mercantis normalmente se dividem em operações de atacado e varejo. A transmissão e a distribuição são funções de transporte e que normalmente se caracterizam em um contexto de mercado como monopólios naturais. A geração e a comercialização de energia elétrica são consideradas como mercados competitivos (ou que deveriam ser).

Não obstante, enxergar energia elétrica em um contexto de mercado não foi o modo como a indústria historicamente se desenvolveu ao longo do século XX. Hunt (2002) aponta que a organização clássica da indústria de energia elétrica ao redor do mundo era de uma indústria verticalmente integrada até antes da desregulamentação das décadas de 1980 e 1990, a qual foi iniciada nos países Anglo-Saxões.

1.2. Organização do Setor Elétrico Brasileiro e leilões

No caso brasileiro, utilizam-se leilões basicamente na compra de energia elétrica para as distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada, conhecido como ACR, e para a licitação de novas linhas de transmissão. Todavia, a utilização de leilões no SEB é algo recente, fruto da evolução regulatória e econômica⁷.

A evolução regulatória e econômica do mercado brasileiro de energia se deu basicamente devido à necessidade de investimentos na expansão da geração. O Brasil é o maior mercado de energia elétrica da América Latina, com um consumo de 540,5 TWh no ano de 2016 (CCEE, 2017a), um parque gerador de 153,4 GW de potência em agosto/2017 (ANEEL, 2017), e um crescimento de consumo projetado de 4% ao ano para o período 2015-2030⁸.

⁷ Anterior ao arcabouço regulatório constituído em 2004 ocorria a licitação do direito de explorar novos aproveitamentos hidroelétricos por meio de leilões com a regra de maior ágio. A utilização de leilões em larga escala é algo de fato recente, sendo o Brasil um dos pioneiros a utilizar o mecanismo, especialmente com o direcionador da segurança do suprimento.

⁸ A crise econômica brasileira no período 2014-2016 fez com que o consumo de energia não apresentasse o mesmo ritmo de crescimento. Há uma intensa discussão sobre qual será o ritmo de crescimento do consumo após a

A magnitude do mercado *per si* e as taxas de crescimento do consumo demandam um incremento de 5 GW de potência ao ano, o que significa investimentos da ordem de US\$ 6 bilhões/ano (MORENO, et al., 2010). Neste contexto, verifica-se como indispensável um cenário estável e um arcabouço regulatório sólido para atrair investimentos na expansão da geração. Desse modo, visando atrair investimentos para geração, o Brasil migrou inicialmente de um modelo totalmente centralizado no Estado, e que vigorou até meados da década de 1990, para um modelo liberal com a expansão da geração sendo decidida pelo mercado, no qual o preço *spot* seria a principal forma de remuneração dos investimentos.

Esta primeira grande reforma institucional foi promovida a partir do Projeto RE-SEB, desenvolvido em um contexto de um amplo estudo conduzido pela consultoria britânica Coopers & Librand entre 1996 e 1998. Os principais objetivos deste projeto eram:

- Assegurar a oferta de energia elétrica;
- Estimular o investimento privado no setor elétrico;
- Reduzir os riscos de investimento; e
- Criar um mercado competitivo na geração e comercialização de energia elétrica.

No contexto do Projeto RE-SEB foram criados a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, o Operador Nacional do Sistema (ONS) em 1998 e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) em 1999. A constituição dessas entidades tinha o objetivo de delimitar claramente os papéis de operação e regulação do sistema, além de criar um mercado no qual ocorreria a concorrência na geração e na comercialização de energia elétrica.

Contudo, em Mendonça e Dahl (1999) argumenta-se que as reformas institucionais realizadas até então estavam falhando no sentido de atrair investimentos de geração e que os riscos de racionamento não eram desprezíveis, racionamento esse que de fato ocorreu em 2001. O racionamento de energia elétrica implicou uma redução de 20% do consumo médio e vigorou do período de junho/2001 a fevereiro/2002 para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, e de julho/2001 a dezembro/2001 para os estados do Pará e Tocantins, atendidos pelo sistema interligado Norte.

O racionamento ocorreu devido a diversos motivos, e o principal deles foi a ausência de investimentos na expansão da geração a partir da segunda metade da década de 1980. As recomendações do Projeto RE-SEB ainda estavam sendo introduzidas ou implantadas quando

recuperação da economia brasileira, se seria mantida a expectativa de uma taxa de 4% ao ano ou se haveria uma redução estrutural deste ritmo para algo em torno de 2,5% - 3% ao ano.

o denominando “planejamento via mercado”, defendido pelo projeto, passou a ser muito criticado, pois não obteve o êxito de expandir rapidamente a geração. Assim, o Governo Federal realizou uma série de estudos no biênio 2003-2004 e resolveu promover uma segunda reforma institucional, a qual introduziu o que se convencionou chamar, na época, de Novo Modelo do Setor Elétrico (MSEB-2004).

O MSEB-2004 foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.163/2004, o qual estabelece as novas bases da comercialização de energia elétrica. Além desse decreto de comercialização, quatro outros decretos completam o marco regulatório básico do MSEB-2004, os quais tratam da EPE, do ONS, da CCEE e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Foram criados o ACR e ACL, sendo que no primeiro ambiente estão as Distribuidoras de energia elétrica que atendem os consumidores cativos e, no segundo, os consumidores livres, observando-se que nos dois ambientes haveria a participação dos geradores. No ACR a contratação se dá em *pool* e por meio de leilões de energia elétrica no qual venceria os geradores que oferecessem a menor tarifa. No ACL as negociações são livremente realizadas entre os consumidores livres e os geradores e/ou comercializadores. Para os dois ambientes foi instituída a contratação obrigatória de 100% do consumo e de que os participantes como vendedores (geradores e comercializadores) tivessem 100% de lastro para venda, o qual é constituído por GF das usinas ou por contratos de compra. Tanto o consumidor quanto o gerador que apresentar insuficiência de lastro na média móvel de 12 meses (a Distribuidora no ano calendário) estaria sujeito a penalidades de lastro de energia, na qual se valoriza um doze avos do déficit apurado em MWh no período pelo maior valor entre o PLD do mês de apuração e o Valor de Referência (VR) para o ano.

Houve uma redefinição do papel das instituições do setor elétrico com o MSEB-2004, destacando-se o retorno do planejamento centralizado com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a qual é responsável pelo estudo do crescimento da demanda e da expansão da geração. Também ocorreu uma segregação mais clara das atividades do MME e da ANEEL, cabendo ao Poder Concedente, na figura do MME, a elaboração da política do setor elétrico e para ANEEL a regulação do setor, tudo à luz das leis expedidas pelo Poder Legislativo e dos decretos do Poder Executivo.

Desde a introdução do MSEB-2004 foram realizados diversos leilões de energia elétrica para atendimento das Distribuidoras, as quais representam aproximadamente 75% do consumo total do SIN. Nos leilões realizados no período dezembro/2004-agosto/2017 contratou-se aproximadamente 68,9 GW médios de energia elétrica, sendo que ao redor de 53% deste montante é proveniente de novas usinas.

Entende-se que o resultado global dos leilões é positivo, pois foi possível expandir a geração com uma atenuação dos riscos de investimento, dado que os contratos resultantes dos leilões são estruturados como recebíveis a serem oferecidos na obtenção de *funding*. Os contratos das novas usinas são normalmente de longo prazo, com suprimento de 30 anos para hidroelétricas, 15-25 anos para termoeletricas e 20 anos para eólicas, solar fotovoltaica (solar PV) e biomassa. Neste arcabouço regulatório também ocorreram leilões importantes das usinas hidroelétricas de grande porte chamadas de estruturantes: Santo Antônio (GF 2.218 MWm), Jirau (GF 1.975,3 MWm) e Belo Monte (GF 4.571 MWm).

1.3. Problemática dos leilões e do Desenho do Mercado no Brasil

Apesar dos leilões de energia elétrica apresentarem resultados positivos no que tange a simples contratação de energia para expansão da geração, é necessário destacar que há diversos questionamentos relacionados aos certames, sendo possível ressaltar ao menos três pontos relevantes: (i) ausência de critérios adequados no que tange aos custos de transmissão; (ii) a exclusividade do mecanismo de leilões para o ACR; e (iii) os leilões são pouco expressivos na operação do SIN.

- **Ausência de critérios adequados no que tange aos custos de transmissão:** O mecanismo de submissão de lances e o desenho regulatório/econômico do leilão não consideram adequadamente os custos de transmissão que serão arcados pelos consumidores, dado que a maior parte da tarifa do sistema de transmissão (aproximadamente 70%) é do tipo selo, ou seja, rateada por todos os consumidores. Desse modo, há um certo tipo de distorção, pois as usinas que estão distantes dos centros de consumo competem com as usinas próximas do centro de consumo sem refletir adequadamente os diferenciais de custo de transporte, algo que poderia ser mitigado por meio da utilização de algum índice ou *score*⁹;
- **Exclusividade do mecanismo de leilões para o ACR:** O desenho do setor elétrico concentra a expansão da geração no ACR e basicamente torna exclusiva a realização de leilões organizados para este ambiente. Os mercados de energia elétrica considerados

⁹ Considerando como referência a regulação de agosto/2017, observa-se nos leilões do ACR a utilização do Índice de Custo Benefício (ICB) como um score para comparação de diversas usinas na modalidade disponibilidade. Todavia, o ICB considera somente os custos relacionados a operação da usina e exposição da distribuidora no mercado de curto prazo.

maduros possuem diversos tipos de leilão, no qual podem atuar praticamente todos os *players*, promovendo dinamismo e otimização do ponto de vista econômico, dada maior competição.

- **Participação pouco expressiva dos leilões na operação do SIN:** Os leilões ficam basicamente restritos a expansão da geração e não desempenham papel ativo na operação física do SIN, tendo uma participação tímida, restrita a oferta que é considerada nos modelos de preços (DECOMP e NEWAVE). Seria saudável introduzir mais mecanismos de mercado, visando uma otimização da operação do SIN a partir da lógica econômica, ou seja, dando incentivos econômicos reais para que geradores e consumidores participem ativamente.

Estes questionamentos se subdividem em outras questões, sendo algumas de alta complexidade, especialmente ao considerar a natureza dos serviços de energia elétrica e o relativo curto espaço de tempo, em perspectiva histórica, da liberalização do mercado (na segunda metade da década de 1990 ocorre o Projeto RE-SEB e a estruturação do MSEP em 2004).

Em relação ao Desenho de Mercado brasileiro também é perceptível a necessidade de se revisitar vários pontos, pois regularmente o SEB tem enfrentado problemas financeiros, jurídicos e técnicos. Relativamente ao Desenho de Mercado apresenta-se nesta tese três problemas mais contundentes que necessitam ser endereçados para que o SEB apresente eficiência alocativa: (i) solvência econômica-financeira; (ii) sinal de preços; (iii) complexidade regulatória e técnica.

- **Solvência econômica – financeira:** Em 2008 começaram a ocorrer problemas de inadimplência no MCP e a origem desta inadimplência estava na postura alavancada de realizar vendas descobertas confiando que o PLD sempre seria baixo, além de alguns geradores térmicos terem apostado que gerariam por pouco tempo ao longo do contrato que firmaram nos primeiros leilões, suposição desafiada no primeiro semestre de 2008, quando se demandou um alto despacho térmico. Além disto a introdução do Regime de Cotas de GF em 2013, por meio da Lei nº 12.783, criou diversas distorções¹⁰ e acabou

¹⁰ Uma das distorções introduzidas pelo Regime de Cotas de GF e que é discutida nesta tese é o retorno de uma regulação por custo do serviço para usinas totalmente amortizadas, ou seja, algumas usinas retornaram a uma

por redundar em problemas de solvência financeira nos diversos segmentos do SEB, em especial com as Distribuidoras. No momento em que o PLD estava alto as Distribuidoras estavam subcontratadas, o que gerou um problema de caixa, pois ocorreu uma alta exposição ao MCP. Paradoxalmente mais a frente ocorreu a situação inversa, em que o PLD se reduziu expressivamente e as Distribuidoras estavam sobrecontratadas e, neste caso, o prejuízo também pode ser considerado expressivo, pois toda a sobra contratual é liquidada a um PLD que é menor do que o preço do contrato pago bilateralmente. Além destes dois eventos, os quais já deixam claro o problema de solvência econômica – financeira, também é possível descrever o problema hidrológico do período 2013-2015, impactando severamente a geração hídrica em patamares muito acima do *hedge* de 5% normalmente adotado pelos geradores do SEB. O ápice do problema ocorre entre 2015-2017 com elevadas inadimplências no MCP por parte dos geradores e inúmeras ações judiciais que paralisaram o mercado por vários meses. Esta somatória de eventos ao longo do tempo demonstra que o SEB enfrenta regularmente instabilidades de ordem econômica e financeira.

- **Sinal de preços:** O sinal de preços do SEB é confuso, pois existem diversos preços (leilões do ACR, cotas do ACR, ACL, PLD) e muitas vezes estes não guardam relação lógica entre si. Os leilões do ACR sinalizam a expansão da geração, mas por refletirem um *bundle* que incorpora lastro (capacidade) e energia, torna-se difícil utilizá-los como uma referência do preço da energia elétrica. Além disto existem diversas cotas que são arcadas pelo ACR (Cotas de GF, Cotas de Energia Nuclear, Cotas da Usina Hidroelétrica de Itaipu) cujos preços são regulados pela ANEEL em uma lógica muito similar ao custo do serviço, não refletindo aspectos competitivos de mercado. Relativamente aos preços praticados no ACL é perceptível uma forte assimetria de informação, pois não há um referencial de preços claro acessível a todos, apesar das tentativas desenvolvidas ao longo de 2015 pelo Operador de Mercado (CCEE) em fornecer sinais dos valores futuros do PLD. Complementarmente, salienta-se que a análise do PLD, o qual liquida as posições do MCP, é complexa e bastante questionável, pois o preço do MCP é obtido por meio de modelagem matemática (DECOMP e NEWAVE) a qual tenta emular um comportamento de mercado, e que na prática tem

lógica de tarifa. Em mercados de energia elétrica desenvolvidos somente os segmentos de monopólio natural (transmissão e distribuição) são regulados por meio de tarifas, e entende-se que nesta questão ocorreu um retrocesso no desenho do SEB.

resultado em fortes oscilações nos preços em um período muito curto de tempo, fato que dificulta a tomada de decisão. Destaca-se que em qualquer mercado a variável mais importante para a tomada de decisão é o preço, dado que é o indicador que deveria sintetizar todas as características do produto no mercado e permitir o uso eficiente dos recursos.

- **Complexidade regulatória - técnica:** Ao longo do tempo, seja por motivos genuinamente técnicos ou por preferências ideológicas, a regulação do SEB foi incorporando elementos conflitantes e que tornam sua análise e modelagem extremamente complexa. O produto energia elétrica, por uma série de características técnicas (combustíveis, produção próxima ao consumo) ou econômicas (baixa elasticidade, caráter estratégico) é complexo em qualquer país, porém a complexidade estabelecida atualmente no SEB é problemática e gera distorções. Os formuladores de política (MME, EPE), a agência reguladora (ANEEL), o Operador do Sistema (ONS), o Operador de Mercado (CCEE) e os *players* (geradores, transmissores e distribuidores) enfrentam muitas dificuldades em visualizar todos os elementos na tomada de decisão e muitas vezes só conseguem entender as consequências de uma decisão regulatória e/ou técnica depois de ocorridos os fatos, o que gera problemas econômicos, empresariais e regulatórios, redundando em disputas judiciais. Simplificar a regulação e, conseqüentemente, o Desenho de Mercado, para tornar o SEB mais compreensível aos participantes do setor, e até mesmo para o judiciário, é algo fundamental para a sustentabilidade e eficiência econômica no longo prazo.

1.4. Objetivos desta tese

Assim, esta pesquisa tem como objetivo propor um novo Desenho de Mercado de energia elétrica no Brasil com a utilização de leilões como principal elemento alocativo, introduzindo elementos que aprimorem a contratação de energia elétrica e a operação do SIN. Como um segundo objetivo, procura-se apresentar os fundamentos teóricos de leilões e de desenho de mercados de energia elétrica, para que seja possível se ter uma base sólida e consistente nas proposições, a qual faça sentido para aqueles que desejam analisar e avançar sobre o tema.

1.5. Metodologia

Para a elaboração desta tese se utilizou as cinco dimensões da metodologia clássica para trabalhos científicos, observando-se as cinco dimensões: (i) finalidade; (ii) objetivos; (iii) abordagem; (iv) método; e (v) procedimentos.

Em relação à **finalidade**, este trabalho é uma **Pesquisa Aplicada**, pois visa solucionar os problemas apresentados no SEB e, para tal, propõe um novo Desenho de Mercado a ser aplicado, incluindo a transição do atual desenho.

Quanto ao **objetivo**, o trabalho é classificado como uma **Pesquisa Exploratória**, dada a busca pelos fundamentos em favor dos mecanismos competitivos em mercados de energia elétrica em relação aos monopólios, além de se investigar os motivos e causas dos problemas do SEB e se apresentar os resultados esperados com a adoção do novo Desenho de Mercado proposto para o SEB.

Figura 1.1 – As cinco dimensões metodológicas para trabalhos científicos

A **abordagem** do trabalho é do tipo **Quali-quantitativa**. As proposições do novo Desenho são consideradas como uma abordagem **qualitativa**, estando relacionadas a resolução dos problemas, considerando os pontos de atenção. A análise **quantitativa** é realizada buscando-se apresentar uma prospecção das variáveis chaves do novo Desenho: (i) Encargo de Capacidade, (ii) preço spot ou PLD; (iii) Certificados de Energia Limpa; e (iv) tamanho do novo mercado de comercialização.

O **método** utilizado neste trabalho é o **Dedutivo**, pois parte-se de observações gerais sobre a eficiência alocativa do mecanismo de leilão e dos desenhos de mercados competitivos para explicar e propor aplicações sobre o caso particular do SEB.

Na construção do trabalho se utilizou cinco **procedimentos**: (i) pesquisa bibliográfica; (ii) pesquisa documental; (iii) estudo de caso; (iv) gráfico de GANTT para a transição dos desenhos; e (v) análises quantitativas prospectivas.

Realizou-se uma extensa **pesquisa bibliográfica** a qual pode ser observada nas Referências Bibliográficas, porém alguns trabalhos merecem destaque. A análise bibliográfica se iniciou com alguns trabalhos clássicos da teoria econômica e de leilões, como Walras (1874), Vickrey (1961), Griesmer, Levitan & Shubik, (1967), Ortega Reichert (1968), e Wilson (1969). Após os fundamentos, se observou as contribuições de autores contemporâneos que aprofundaram no tema de leilões, em especial o exposto em Milgrom & Roberts (1982), Klemperer (1994, 1995, 1998, 2004), Cramton (2006), e Milgrom (2004). Com enfoque específico em teoria de desenho de mercados de energia elétrica se utilizou os trabalhos de Hunt (2002), Stoft (2002), Harris (2009) e Biggar & Hesamzadeh (2014).

A **pesquisa documental** também foi extensa, e análise relacionada as entidades considerou o apresentado em BNEF (2016), CIGRÉ (2015a, 2015b, 2015c, 2016), CRA (2017), DELOITTE (2015a, 2015b, 2015c), EIA (2015, 2016), ENERDATA (2016), ENTSO-E (2016), EPE (2016, 2017), IEA (2014, 2016a, 2016b, 2016c), IMF (2014), INDIA (2017), IRENA (2015, 2017), JEPIC (2016), JETRO (2015), MME (2017), e NEA-CHINA (2017). A análise documental com enfoque em operadores de mercado e agências reguladoras observou, entre outros, os dados e estudos contidos em CCEE (2016, 2017a, 2017b, 2017c, 2017d, 2017e), CAMESA (2016), CANADA (2017), CHILE (2015), CHINA ELECTRICITY COUNCIL (2016), CAISO (2015, 2016a, 2016b), ERCOT (2016, 2017), FERC (2017), IESO (2015), NORDPOOL (2017), NYISO (2017), OFGEM (2002), ONS (2014, 2017a, 2017b, 2017c), PJM (2016), PUC Texas (2017), TERNA (2016), USAID (2016), UK (2017).

O **estudo de caso de leilões** foi suportado por experiências internacionais das mais relevantes, de tal forma que analisando diretamente os sites das entidades dos países, se considerou as experiências relatadas em Maurer & Barroso (2011) e IRENA (2017), além da participação em eventos internacionais com instituições internacionais, especialmente com representantes da África e Ásia. Relativamente ao caso dos leilões brasileiros, o estudo foi realizado a partir da documentação disponível nos sites do MME, EPE, ANEEL, ONS e CCEE. Também se considerou o apresentado em Rego & Parente (2013), Viana & Parente (2010), Viana & Ramos (2015).

O **estudo de caso dos Desenhos de Mercado** considerou os onze maiores países em tamanho de mercado em TWh (geração) e os mercados relevantes de cada continente, a saber: China, EUA, Índia, Rússia, Japão, Alemanha, Canadá, França, Coreia do Sul, Brasil, Países

Nórdicos, Reino Unido, México, Austrália, África do Sul, Argentina, Chile, Colômbia e Nova Zelândia. Para esses países se considerou as características relevantes, além de se verificar o volume de geração em TWh, capacidade instalada, tecnologias, desenho de mercado e a metodologia de formação de preços.

A **análise quantitativa prospectiva** do **Encargo de Capacidade** considerou a GF como métrica de confiabilidade, os resultados dos leilões do ACR, a entrada em operação comercial das usinas contratadas. Também se considerou a contratação e entrada em operação comercial até 2023, de 7,2 GW potência de térmicas a carvão, 4 GW de potência de eólicas, e 4 GW de potência de solar PV. Destaca-se que abordagem utilizada neste trabalho considerou um Encargo de Capacidade pago por todos os consumidores a partir de janeiro/2020, com o lastro contratado centralizadamente para todo o mercado a partir desta data.

O **preço spot**, no caso brasileiro conhecido como **PLD**, seria formado por oferta na abordagem *bid-based*. Para este caso a análise prospectiva considerou um dia com demanda máxima no SIN para o ano de 2023, o qual foi estimado a partir do crescimento histórico observado entre 1999-2016 e a curva dos dias de carga máxima do SIN para o período 2010-2016. Assumiu-se um único preço considerado estrutural para o SIN, sem considerar restrições de transmissão. As usinas para a formação de preço foram as do deck do PMO de setembro/2017 e as que constam do BIG ANEEL na mesma data. A submissão de lances pelas usinas observou uma abordagem ABM com quatro cenários: (i) agentes sem poder de mercado; (ii) hidros selecionando horas de stress; (iii) exercício de poder de mercado; e (iv) uso político das hidros.

Para os Certificados de Energia Limpa foi realizada uma análise contábil direta, a partir do total de descontos concedidos e alocados os geradores e consumidores, observando os dados da CDE para o ano de 2016. O valor obtido em R\$/MWh é considerado o piso para uma eventual penalização dos consumidores que porventura não adquirirem certificados suficientes para a cobertura dos requisitos regulatórios.

Por fim, para se estimar o tamanho do mercado de comercialização com o novo Desenho de Mercado, considerou-se a carga projetada para 2023, o Mercado de Capacidade regulado e centralizado, o Mercado de Energia 100% livre, três cenários de liquidez, o PLD médio projetado no cenário com usinas hidroelétricas selecionando horas de *stress* e um mercado de Certificados de Energia Limpa com o preço piso.

1.6. Organização de capítulos

Observando a metodologia apresentada e os objetivos desta tese, organizou-se o trabalho em três partes principais, contendo onze capítulos. Na parte I são analisados os leilões (capítulos 2, 3 e 4), tanto no aspecto teórico geral, como também a experiência internacional e brasileira em leilões de energia elétrica. A parte II aborda o tema Desenho de Mercado (capítulos 5, 6 e 7), iniciando com a teoria de Desenho de Mercado de energia elétrica, a experiência internacional e por fim o Desenho de Mercado brasileiro. Na parte III é apresentada a proposta de um novo desenho de mercado de energia elétrica no Brasil (capítulos 8, 9 e 10) utilizando leilões com principal elemento alocativo. Por fim, têm-se a conclusão desta tese com a síntese do diagnóstico e das proposições¹¹. A seguir detalha-se o que é analisado em cada capítulo

O estudo inicia-se no capítulo 2 com uma revisão bibliográfica do mecanismo de leilões, a partir da análise estabelecida por Klemperer (1999, 2004) e Milgrom (2004). São abordados os principais elementos relacionados a teoria de leilões, observando que esta teoria pode ser estudada de diferentes perspectivas (LEVIN, 2004). A primeira perspectiva seria a teoria dos jogos, sendo que leilões são caracterizados como jogos com informações incompletas. Uma outra linha de estudo seria entender os leilões a partir de uma microestrutura relacionada ao poder de mercado e a formação de preços. Por último, leilões também podem ser abordados em uma linha mais empirista, na qual estudam-se suas aplicações em casos reais, tais como chamadas públicas, contratação de bens e serviços, licenças e patentes, finanças públicas, contratos privados, contratação de *utilities*, entre as quais energia elétrica.

O capítulo 3 apresenta uma visão panorâmica do uso internacional de leilões de energia elétrica, os quais são utilizados de diferentes formas e com diferentes objetivos, não existindo um único desenho que atenda a necessidade de todos os países (MAURER & BARROSO, 2011). Alguns países utilizam leilões para atrair investimentos na construção de novas usinas e outros para retê-las no mercado. Em alguns países, o mecanismo de leilões influencia diretamente na operação do sistema e em outros o resultado do leilão é simplesmente uma das variáveis para a operação do sistema elétrico. Analisar os leilões em perspectiva internacional é útil para entender como a teoria de leilões e os aspectos relacionados à política econômica e energética se relacionam.

¹¹ Este Sumário Executivo também apresenta uma síntese do diagnóstico e das proposições.

Figura 1.2 – Organização dos capítulos da tese

Fonte: Elaborado pelo autor

À luz dos conceitos teóricos de leilões, e da sua aplicação nos mercados internacionais de energia elétrica, analisam-se no capítulo 4 os leilões utilizados no Brasil a partir do MSEB-2004. O marco regulatório introduzido em 2004 ancora a expansão da geração e a retenção das usinas no mercado majoritariamente por meio de leilões de energia elétrica para atendimento das Distribuidoras no denominado ACR (VIANA & RAMOS, 2015). Os leilões utilizados no Brasil possuem diversos prazos de entrega para energia elétrica, diferentes sistemáticas para a submissão de lances (desenho) e arcabouços regulatórios específicos relacionados a garantias financeiras, tecnologia das usinas e as prioridades da política eletro-energética. Neste capítulo também se realiza uma análise crítica dos leilões de energia elétrica realizados no Brasil, suscitando questões nas dimensões de desenho e regulação. Relacionado ao desenho dos leilões, aborda-se aspectos como a definição do preço inicial, separação entre energia nova e existente, desenho de produtos específicos para determinadas tecnologias e transmissão. Relacionada à dimensão regulatória discute-se a exclusividade dos leilões para o ACR (algo que também pode ser enquadrado como desenho), os mecanismos de *enforcement* para usinas com a construção atrasada e/ou baixa *performance* de geração e as modalidades de contratação e assunção de riscos pelos vendedores e compradores.

A proposta do capítulo 5 é apresentar a teoria de desenho de mercado de energia elétrica, englobando diversos aspectos, tais como: Mercados de Capacidade, Mercados de Energia, Certificados de Energia Limpa, Mecanismos de Proteção Financeira, operação do mercado de

tempo real, além de explorar os elementos presentes em mecanismos centralizados e descentralizados. O estudo sobre Desenho de Mercado está principalmente ancorado na abordagem apresentada por Hunt (2002), Stoft (2002), Harris (2009) e Biggar & Hesamzadeh (2014).

No capítulo 6 são analisados os Desenhos de Mercado apresentados nos principais mercados de energia elétrica do mundo e em alguns países selecionados. O maior enfoque está no desenho de mercado dos EUA, Reino Unido, Europa Continental, Países Nórdicos, Austrália e Nova Zelândia. Também são discutidos de modo mais panorâmico o desenho de mercado do cone sul da África (*Southern African Power Pool*), Ásia e América Latina, com exceção do Brasil que será objeto de análise específica.

O capítulo 7 contém um diagnóstico do desenho de mercado brasileiro, considerando as alterações regulatórias apresentadas até a Lei nº 13.203/2015, a qual trata da repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Neste capítulo são apontados os aspectos positivos do desenho brasileiro, o que inclui a forte presença de fontes renováveis, como também os aspectos negativos, com destaque para solvência econômica – financeira.

No capítulo 8 inicia-se a proposição de um novo desenho de mercado de energia elétrica para o Brasil considerando leilões como o principal elemento de alocação. Neste capítulo o foco é apresentar o novo modelo ainda no plano teórico, com os seus principais mecanismos, já destacando a separação de lastro (capacidade) e energia, e a rediscussão do papel da Distribuidora e, neste caso, considerando a separação do componente fio e da comercialização.

No capítulo 9 é discutida a transição do atual desenho para o desenho proposto, considerando que diversas alterações regulatórias deverão ser promovidas e que muitas das mudanças contemplam aspectos que extrapolam o desenho do SEB *per se*, com destaque para as condições estruturais macroeconômicas de *funding* para em infraestrutura, além do crônico problema das instituições do Brasil, as quais muitas vezes interveem de forma indevida em favor de *players* que tomaram decisões conscientes e que tentam posteriormente se livrar das consequências destas decisões

A análise de um novo Desenho de Mercado do SEB prossegue no capítulo 10, com análises quantitativas prospectivas relacionadas ao Encargo de Capacidade, preço spot ou PLD do SIN, Certificados de Energia Limpa, e o tamanho do mercado de comercialização com o novo desenho em diferentes cenários de liquidez.

Por fim, o Capítulo 11 apresenta as conclusões decorrentes de toda a análise teórica, pesquisa e proposições apresentadas para o SEB. Neste capítulo também são consolidadas as

contribuições que esta Tese almeja, que é de representar um instrumental útil para aqueles que desejam estudar o tema leilões de energia elétrica sob uma perspectiva teórica, como também para aqueles que desejam transformar os conceitos teóricos em políticas que visam melhorar a eficiência econômica de um mercado de eletricidade. Considerando o contexto do SEB, também se espera que as proposições apresentadas inspirem discussões de novas alternativas para a construção de um mercado de energia elétrica mais dinâmico, eficiente e que maximize o bem-estar social.

Parte I:

Leilões de Energia Elétrica

Capítulo 2 - Teoria de Leilões

2.1. Introdução

A teoria de leilões é importante para análise dos comportamentos econômicos, pois possui solidez conceitual e é extremamente aplicável em diversas situações práticas de negociação e alocação de produtos (KLEMPERER, 1999, 2004). Mas, antes de aprofundarmos na análise teórica uma pergunta necessita ser respondida: o que são leilões?

Leilões são mecanismos de alocação de bens e serviços baseados em critérios especificados pelo leiloeiro. Normalmente, os critérios são pré-definidos e comunicados aos participantes, permitindo-lhes condições iguais de competição. Uma condição importante do mecanismo de leilões é a indiferença do leiloeiro sobre quem seria o vencedor. Importa-lhe que o interessado preencha as condições pré-definidas durante o mecanismo de lances e, posteriormente, honre a execução do lance ofertado¹².

Ao contrário do que popularmente é inferido, os leilões não são algo recente, mas, sim um mecanismo que existe desde a antiguidade. Os relatos históricos de Herodotus¹³ apontam que na Babilônia, por volta de 500 a.C., havia um mercado de esposas, no qual uma vez ao ano todas as mulheres elegíveis ao casamento eram agrupadas e os homens faziam um círculo ao seu redor. Então iniciava-se o leilão individual de cada uma das jovens, sendo que a primeira a ser leiloada era a mais bonita. Após a venda da jovem mais bonita era oferecida a próxima mais bonita, de acordo com o *ranking* de beleza estabelecido. Assim, todas as mulheres eram vendidas como esposas. Os babilônios com mais posses faziam novos leilões, uns contra os outros para obterem as mulheres que desejavam, enquanto os homens comuns, que não estavam preocupados com a beleza ou não tinham boas condições financeiras, recebiam as mulheres consideradas feias com alguma compensação financeira (ANCIENT HISTORY, 2016b).

Na Grécia Antiga as minas de diversos minérios eram concedidas para exploração inicial de potencial, mediante uma taxa de, aproximadamente, 4% e, depois de três ou dez anos,

¹² Esta afirmação foi questionada por Milgrom (2004, p. 31, 235) destacando que o leiloeiro pode em algumas situações promover um desenho de leilão que favoreça grupos específicos, incluindo minorias. O desenho de leilão pode incluir créditos ou condições especiais de competição para que determinados grupos tenham vantagens competitivas, em linha com a política estabelecida pelo leiloeiro. Tal tipo de desenho seria mais comum em leilões públicos, nos quais o regulador e/ou o Estado teriam interesses sociais que seriam superiores ao puro interesse de eficiência econômica.

¹³ Herodotus (484 – 425/413 a.C.) foi um escritor que inventou o campo de estudo que hoje chamamos de História. Ele foi chamado “O pai da História” pelo escritor romano e orador Cícero devido ao seu famoso trabalho conhecido como *The Histories*. Ele também foi chamado “O pai das mentiras” por seus críticos que alegavam que ele na verdade contava contos, porém as críticas mais sérias de seus trabalhos estão relacionadas as suas viagens. (ANCIENT HISTORY, 2016a)

dependendo da mina, elas eram leiloadas e concedidas para aqueles que oferecessem os maiores lances (MICHELL, 2014 p.106). Os romanos também utilizavam leilões para concessão da coleta de tributos.

Caminhando ao longo da história há várias evidências de que os leilões foram utilizados como mecanismo de alocação de produtos, direitos e serviços. Contudo, o estudo mais formal do mecanismo inicia-se com Adam Smith em seu clássico “A Riqueza das Nações” quando realiza a defesa dos mercados de bens e serviços como sendo guiados por uma “mão invisível”. O conceito de “mão invisível do mercado” leva ao denominado preço de equilíbrio, significando, implicitamente, a realização de um leilão de duplo lado entre aqueles que desejam comprar e vender um determinado produto.

Avançando na formalização do estudo de leilões existe o clássico trabalho de León Walras¹⁴ intitulado “Elements d’économie Politique purê” (1874). Nesse trabalho há o conceito de que o equilíbrio de um mercado e o equilíbrio geral seriam obtidos por meio de um leiloeiro que compatibilizaria as ofertas submetidas pelos compradores e vendedores. Aqueles que desejavam comprar a um preço abaixo do preço de equilíbrio ficariam sem consumir o produto; já os vendedores que desejavam um preço maior do que o preço de equilíbrio ficariam com as mercadorias encalhadas. Desse modo, surge o chamado Leiloeiro Walrasiano, uma entidade hipotética, responsável por facilitar o ajustamento do mercado, coletando as informações de compra e venda e não permitindo que ocorram transações fora do preço de equilíbrio. Esta obra de León Walras é um dos clássicos da teoria marginalista e serviria depois como base para o desenvolvimento da teoria econômica, especialmente a microeconomia.

Os conceitos da teoria marginalista e o estudo da microeconomia fornecem a base para a teoria de organização dos mercados e, conseqüentemente para o estudo da teoria de leilões.

O estudo específico da teoria de leilões ganha consistência na década de 1960 com os trabalhos de William Vickrey, o qual, combinado com o surgimento da teoria dos jogos nas décadas de 1940 e 1950, permitiu sensíveis avanços na área. Neste ponto cabe uma observação importante: teoria dos jogos e teoria de leilões não são o mesmo instituto.

A teoria dos jogos nasce dos trabalhos do matemático John Von Neumann, da universidade de Princeton (1947) e consiste em determinar matematicamente e logicamente quais ações os jogadores adotarão para assegurar os melhores resultados para si mesmos em

¹⁴ León Walras (1834 – 1910) foi um matemático e economista francês e é considerado um dos pais da teoria marginalista ao lado do britânico William Stanley Jevons (1835-1882) e do austríaco Carl Menger (1840-1921). O seu elemento teórico mais relevante, e conhecido, é a Teoria do Equilíbrio Geral, o qual está no *core* da teoria econômica clássica.

uma variedade de jogos. Com os estudos desenvolvidos pelo também matemático da Universidade de Princeton, John Nash (1950), a teoria dos jogos ganha maior visibilidade, com destaque para o conceito de equilíbrio de Nash.

O equilíbrio de Nash significa, de modo muito simplificado, que um jogador está adotando o comportamento que maximiza o seu retorno em função do comportamento dos outros jogadores. Assim, cabe destacar que o mecanismo de leilão é um tipo de jogo, cuja teoria dos jogos auxilia no arcabouço teórico e nos estudos dos leilões, funcionando como teorias complementares. Não são, portanto, uma única teoria como muitas vezes se tende a imaginar.

Retornando especificamente aos leilões, vimos que estes são utilizados desde a antiguidade. Todavia, o estudo teórico específico do mecanismo é algo recente sob o ponto de vista histórico.

William Vickrey publicou em 1961 o clássico “Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders” no qual inclui a análise do Teorema dos Rendimentos Equivalentes, sendo esse teorema um dos pilares para o estudo de leilões até a atualidade e o grande responsável por Vickrey ter sido laureado com o prêmio Nobel de economia, em 1996.

Ainda na década de 1960, há também os trabalhos de Griesmer, Levitan & Shubik, (1967) e Wilson (1969). Griesmer, Levitan & Shubik analisaram o equilíbrio de um leilão de primeiro preço, no qual o conhecimento, por um participante, do custo de seu competidor é dado por uma distribuição de probabilidade em um determinado intervalo. Wilson analisou a competição por envelope fechado, para o caso em que os competidores teriam diferentes fontes e níveis de informações disponíveis sobre o valor do produto. De forma sintética, pode-se dizer que a contribuição de Wilson (1969) foi a introdução do conceito de valor comum e o desenvolvimento da primeira análise de equilíbrio da maldição do vencedor.

Outro trabalho importante foi apresentado por Ortega Reichert (1968) no qual há o conceito de que, em uma sequência de dois leilões de primeiro preço, existe uma correlação dos valores dos competidores para os dois objetos, o que significa que o primeiro lance contém informação sobre o valor que o competidor dá para o segundo lance, ou seja, é possível obter uma sinalização. Esse fato influenciou os trabalhos sobre limite de preços desenvolvidos por Milgrom & Roberts (1982).

Ao longo das décadas de 1980, 1990 e 2000, ocorreram significativos avanços na teoria de leilões, com destaque para Milgrom, Klemperer e Cramton. Esses três autores testaram amplamente seus conceitos ao desenharem diversos leilões, em especial nos EUA e no Reino Unido.

Paul Milgrom, além de testar e avançar no Teorema dos Rendimentos Equivalentes, estudou o desenho de leilões para múltiplos itens únicos, os quais se relacionam. Milgrom auxiliou a desenvolver os leilões de bandas de telefonia nos EUA e publicou, em 2004, o livro “Putting Auction Theory to Work”, no qual sintetiza a teoria de leilões e demonstra vários aspectos práticos e problemas em seus desenhos.

Paul Klemperer (1995) aprofundou no estudo dos diferentes tipos de desenho de leilões e como estes se correlacionam com o desenho de mercado. Klemperer apontou que os consumidores possuem custos de migração entre produtos e mercados e como a relação disso com o desenho de mercado e com o comércio internacional. Klemperer (1998) ainda explorou o fato de que pequenas assimetrias de informação entre os competidores podem ter amplos efeitos nos preços em leilões ascendentes de produtos com valores comuns. Por fim, o autor também auxiliou em leilões de telefonia na Inglaterra. Tudo isso somado aos seus trabalhos acadêmicos anteriores resultaram no livro “Auction: Theory and Practice” (2004).

Peter Cramton estudou o desenho de leilões com muitos itens relacionados e aplicações em telefonia, energia e instituições financeiras. Muitos dos conceitos teóricos de comportamento dos competidores em leilões multi-unidades resultaram em desenhos práticos para leilões realizados nos EUA, Europa e Austrália. Em 2006, em conjunto com Shoham e Steinberg, editou o relevante livro “Combinatorial Auctions”, o qual aborda a teoria sobre leilões combinatórios, tema que ainda enfrenta resistência quando se discute a implementação de leilões, seja por limitações computacionais, seja por questões de simplicidade e transparência para os competidores.

No setor elétrico, na década atual, o estudo da teoria de leilões tem se concentrado em como os consumidores podem reagir em determinados desenhos de mercado, com destaque para energia elétrica. O campo em que a maior parte dos estudos está se desenvolvendo nos últimos anos é justamente o leilão de multi unidades, no qual a energia elétrica ocupa lugar de principal destaque, especialmente pelo caráter estratégico do produto e porque os consumidores, devido à evolução tecnológica, começam a ter respostas às oscilações de preço não somente no longo prazo, mas, também, no curto prazo, observando que, em alguns mercados, a organização seria de leilões de duplo lado.

Essa introdução histórica e bibliográfica sobre leilões teve como objetivo dar uma base inicial para o entendimento do tema e permitir que estudos complementares possam ser desenvolvidos a partir deste trabalho, inclusive sobre temas específicos da teoria de leilões. Em consonância com isso, o objetivo deste capítulo será apresentar os principais itens da teoria de leilões, fornecendo uma base sólida para as análises e proposições que serão realizadas sobre

um novo Desenho de Mercado para o SEB, o qual considera os leilões como mecanismo alocativo principal.

A análise se inicia com os quatro modelos básicos de leilões (Inglês, Holandês, Primeiro Preço e Segundo Preço) e com os conceitos de valor puro, valor comum e valor quase comum, o que permite entender como cada tipo de desenho pode ter influência sobre os diferentes tipos de produtos. Após essas discussões iniciais, é apresentada a teoria de leilões de Vickrey e o ferramental básico de análise que está relacionado com os modelos previamente discutidos. Entendendo a teoria de leilões de Vickrey, é possível avançar sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes e como este é basilar para as discussões de leilões até a atualidade. Na sequência são apresentados os diversos elementos teóricos relevantes que evoluíram ao longo dos anos, os quais podem determinar o sucesso ou fracasso de um leilão, tais como conluio, estímulo aos participantes, preço de reserva, desenhos mistos (*Anglo-Dutch*), preços, *scoring bids* e leilões de multi unidades.

2.2. Os quatro modelos básicos de desenho de leilões

2.2.1. Introdução

Existem quatro modelos básicos que são utilizados na análise de leilões: ascendente (também conhecido como leilão aberto, oral ou leilão inglês), o leilão descendente (conhecido como leilão holandês), o leilão de primeiro preço envelope fechado e o leilão de segundo preço envelope fechado (conhecido como leilão de Vickrey). Nesta seção são apresentados os quatro modelos básicos de desenho de leilões e uma discussão relacionada a esses diferentes desenhos. Observa-se que o leilão pode ser tanto para venda de um produto quanto para compra de um produto, porém esta análise se concentra na lógica de um leilão de venda de um simples objeto (KLEMPERER, 1999, p.04), mas ressalta-se que os modelos teóricos se aplicam tanto para leilões de venda quanto de compra¹⁵.

2.2.2. Leilão Inglês

No leilão ascendente, ou leilão inglês, o leiloeiro incrementa o preço do objeto em disputa de forma sucessiva, até que reste ao final apenas um competidor, o qual conquista o objeto ao preço final. O leilão é conduzido pelo leiloeiro, que pode anunciar os preços de forma

¹⁵ Em geral os leilões de energia elétrica para segurança do suprimento (*Supply Adequacy*) ou para incentivo às tecnologias Renováveis é do tipo leilão reverso ou leilão de compra.

oral ou eletrônica. Ainda é possível que os próprios participantes anunciem aceitação de preços maiores.

No campo teórico, é comum o denominado modelo japonês, no qual os preços continuam a ser incrementados de modo contínuo até que os competidores abandonem o leilão de forma gradual. Os competidores observam quando seus oponentes abandonam o leilão e, uma vez que isto ocorre, não é permitido seu retorno. Nesta metodologia não seria permitido um *jumping bid*, isto é, um competidor que não participar do início do leilão não poderia realizar um único lance maior que todos no final.

Gul & Stacchetti (1999) exploram os aspectos teóricos do Leilão Inglês¹⁶, o qual é identificado com uma lógica de preços não decrescentes, sendo caracterizado por incrementos de preços tão quanto exista um excesso de demanda pelo objeto. O Leilão Inglês é útil tanto para explicitar a informação sobre a demanda de um produto, quanto também para estudar jogos estratégicos. Para o leiloeiro pode ser útil não somente vender o objeto pelo maior preço possível, como também obter informações sobre como o mercado demanda o objeto em diferentes patamares de preços. Na dimensão estratégica, é possível analisar quais competidores (e os respectivos perfis) desistem do objeto e a qual preço, o que permite uma série de estudos sobre preferências, e poder de mercado dos compradores, além das estratégias comerciais, incluindo algumas situações de conluio.

2.2.3. Leilão Holandês

O Leilão Holandês descendente funciona de modo oposto ao Leilão Inglês. Nesse modelo, o leiloeiro inicia o certame com um preço considerado extremamente elevado, e, a partir disto, reduz o preço continuamente. O primeiro competidor que aceitar o preço corrente conquista o objeto a este preço.

A princípio a mecânica do Leilão Holandês parece diferente daquilo que a sabedoria popular normalmente infere. Por que reduzir o preço ao invés de subi-lo, na perspectiva de um vendedor que deseja aumentar sua receita?¹⁷ Para responder essa pergunta, é necessário entender o contexto do Leilão Holandês.

¹⁶ O leilão inglês é o tipo de desenho mais conhecido, especialmente do público não técnico. A maior parte dos programas de televisão que mostram leilões usam o exemplo do leilão inglês. Normalmente é um leilão mais simples de ser organizado, cuja explicação consequentemente é mais simples. Do ponto de vista teórico, ele é o ponto inicial da discussão, sendo que a maior parte da teoria de leilões concentra-se no Leilão de Vickrey (Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado).

¹⁷ O Leilão Holandês também permite um rico debate teórico. Miettinen (2010) discute a lógica de se obter informações por meio desse tipo de leilão, como também estuda a lógica deste desenho em uma loja de departamentos, vendendo produtos com diferentes descontos e que conforme as mercadorias não são vendidas os

Como sugere o nome, o uso desse leilão se iniciou na Holanda, especificamente na cidade de Amsterdam, no século XVII, no famoso mercado de flores com a venda de tulipas. As tulipas eram consideradas especiais e únicas devido à sua beleza e por sua escassez de disponibilidade ao longo do ano (apenas três meses), algo que encantava a elite europeia. Assim, os mercadores realizavam leilões tanto para as flores disponíveis no momento, quanto para os mercados futuros. Neste momento já havia leilões para entrega de tulipas no próximo ano. Dada a dinâmica de um mercado em meados da Idade Moderna, pode-se imaginar a confusão com milhares de mercadores anunciando flores e outros comprando. Para organizar essas negociações, nascem os Leilões Holandeses. A lógica era obter o máximo do produto com um único lance, ao invés de milhares de lances que seriam mais difíceis de ser organizados. Se o leiloeiro queria auferir o máximo de receita e tinha tempo, iniciava o leilão do lote com um preço bem alto, no qual se sabia que a demanda era zero. Por isso, logo após ia reduzindo esse preço continuamente em intervalos não muito elevados. Se o leiloeiro queria fechar rapidamente a venda de um lote de tulipas, colocava o preço próximo do patamar que já imaginava como um preço aceitável do mercado, para que um comprador rapidamente submetesse um lance.

2.2.4. *Leilão de Primeiro Preço*

O Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado significa que o leiloeiro ao colocar um objeto para venda permite que os competidores submetam um único lance simultâneo (ou dentro de um intervalo curto e específico de tempo). Na versão convencional os preços são entregues em um envelope fechado para o leiloeiro e, por contato visual, os interessados conseguem observar quantos competidores estão participando. Com a evolução tecnológica, também são utilizados sistemas com um período determinado de tempo para um único lance e o leiloeiro, de acordo com sua estratégia pode ou não informar quem são os competidores.

O lance com o valor mais alto vence o certame e adquire o objeto, pagando o competidor o próprio preço ofertado.

Esse desenho permite uma discussão teórica interessante sobre o valor da informação, dado que a forma como é conduzido o certame pode estimular, ou não, comportamentos colaborativos entre os competidores. Em uma situação na qual há poucos competidores e o leilão é realizado de modo convencional, o competidor pode submeter um envelope com um

descontos sobem. Produtos com maior procura são ofertados com baixos descontos ou sem desconto nenhum, o que seria teoricamente similar a fechar o leilão ao preço máximo.

lance com valor mais baixo. Visualmente, também é possível realizar acordos por gestos. A versão eletrônica mitigaria este risco de conluio desde que o leiloeiro não informe dados estratégicos aos participantes pelos sistemas e só abra as informações dos lances e do vencedor ao final do leilão.

2.2.5. *Leilão de Segundo Preço*

O Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado é também conhecido como Leilão de Vickrey, pois foi teoricamente formalizado por Vickrey (1961, 1962). Nesse leilão, os competidores apresentam simultaneamente os seus lances em envelope fechado para o leiloeiro, em um modo similar ao Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado. A grande diferença é que nesse desenho o vencedor é o competidor que apresentar o lance com o maior valor, porém este pagará o valor submetido pelo segundo maior lance. Esse desenho de leilão é mais utilizado por questões teóricas e para entendimento do mecanismo de leilões como um todo do que em situações práticas¹⁸. O mercado financeiro utiliza esse tipo de desenho em algumas situações de venda de ações e títulos públicos.

2.2.6. *Conceitos de valor privado, valor comum e valor quase comum*

Ao estudar a teoria de leilões é necessário dedicar uma atenção especial ao tipo de produto que está sendo leiloadado, pois os resultados do desenho do leilão, e até mesmo a análise teórica, alteraram-se dependendo do tipo de produto. Assim, nesta seção são apresentados os conceitos de **valor privado**, **valor comum** e **valor quase comum**.

O conceito de **valor privado** consiste em cada participante saber qual é o valor que atribui ao objeto leiloadado, mas essa informação é privada para si, sem ser afetada pelo valor que os outros atribuem ao objeto.

Um exemplo para fácil entendimento seria o leilão de uma determinada fruta para consumo próprio, no qual o valor que eu atribuo a essa fruta depende somente do meu gosto pela fruta e independe do valor que os outros competidores lhe atribuem.

O conceito de **valor comum** é aquele em que o valor real do objeto é o mesmo valor para todos, mas os competidores possuem informações privadas diferentes sobre qual é o valor real do produto. Esse tipo de produto levanta uma outra questão relevante: a maldição do

¹⁸ Devido ao seu valor teórico, esse desenho é analisado com maior extensão na seção 2.3.

vencedor. Esse fenômeno é possível de ocorrer em leilões cujo produto tem um valor comum e a informação é incompleta, o que leva o vencedor do leilão a valorar o produto incorretamente, sobrevalorizando-o. Thaler (1988) descreve que a maldição do vencedor pode ocorrer de duas formas: (i) um pagamento pelo objeto maior do que o seu valor real, o que reflete uma perda em termos absolutos; (ii) o valor real do objeto é menor do que o estimado pelo competidor, porém maior do que o seu lance, resultando um ganho líquido, porém esse ganho é menor do que o antecipado.

Existe ainda um conceito conhecido como **valor quase comum**. Nele, Klemperer (1998, 1999, 2004) apresenta um competidor que receberia um sinal de informações privadas, mas cujo valor atribuído ao objeto pelo competidor seria uma função geral de todos os sinais. Em outras palavras, seria equivalente a dizer que um competidor possui uma leve vantagem sobre os demais competidores, como, por exemplo, um valor maior se vencer o leilão, o que o leva a submeter um lance mais agressivo.

Contudo, Maskin & Riley (1985) apontam que uma das premissas utilizadas quando se inicia a análise teórica sobre leilões é que o produto em questão seria do tipo valor privado¹⁹. Quint (2016) corrobora esse entendimento, ressaltando que o modelo padrão de análise teórica e empírica sobre leilões utiliza o conceito de valor privado. Essa abordagem facilita o entendimento da mecânica básica do mecanismo, pois, ao se introduzir o conceito de valor comum e valor quase comum, será necessária uma série de outros elementos, os quais são discutidos ao longo deste trabalho, e que exigem refinamentos teóricos.

A partir desses conceitos sobre desenhos de leilões e tipos de produto, é possível realizar uma discussão teórica sobre como as diversas nuances se complementam e quais os dilemas conceituais que devem ser considerados no momento do desenho de leilões.

2.2.7. *Discussões sobre os desenhos de leilões*

Os diferentes desenhos de leilões impactam na forma como os competidores submetem os lances. Mas o que leva o leiloeiro a escolher um tipo de desenho de leilão em detrimento a outro? Como os competidores definem suas estratégias de lances considerando o desenho do

¹⁹ A abordagem clássica sobre leilões é o Modelo de Valor Privado Independente (VPI), conhecido na literatura internacional como *The Independent Private Value (IPV) Model*. O VPI fornece o instrumental básico para discussão de desenhos de leilões e normalmente a análise o utiliza como ponto de partida, sendo que os demais aspectos críticos sobre a teoria e a modelagem dos leilões são adicionados após a discussão desse modelo padrão. Inclusive os clássicos Teoremas de Vickrey e dos Rendimentos Equivalentes consideram o Modelo VPI.

leilão? Existem leilões que são equivalentes? Este trabalho começa respondendo a última pergunta, pois isso permitirá uma análise das duas questões anteriores.

Como abordado em Klemperer (1999, 2004) e Easley & Kleinberg (2010), bem como em diversos outros estudos, **existe uma equivalência entre o Leilão Holandês e o Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado**. Em um Leilão Holandês, o leiloeiro inicia o certame com um preço elevado e vai reduzindo-o de forma contínua. Os competidores não extraem nenhuma informação relevante ao longo do leilão, a não ser que ninguém até o momento aceitou o preço corrente. Para cada competidor i , há um primeiro valor b_i para o qual está disposto a submeter um lance. Isso torna esse desenho de leilão igual à lógica do Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, pois o competidor i também não aprende nenhuma informação ao longo desse certame e deve somente informar o lance b_i . Adquire o objeto e é o vencedor do certame aquele que apresentar o maior valor, em ambos os desenhos, pagando o valor do seu lance. A estratégia de submissão é semelhante por parte do comprador. Sofisticando a análise da estratégia do competidor, o método adequado para examinar uma condição de primeira ordem do competidor é o *trade off* entre a probabilidade de vencer (a qual aumenta quanto maior for o valor do lance submetido) com o lucro na condição de vencer (o qual decresce conforme aumenta o valor do lance submetido)²⁰.

Em Klemperer (1999, p.46) têm-se a formalização matemática para resolver diretamente os casos de estratégia de equilíbrio de lances de primeiro preço, no qual se observa um equilíbrio de Nash simétrico em que cada competidor com um valor v escolhe o lance $b(v)$, e assume que b é uma função estritamente crescente de v . Considere um competidor i com valor v que escolhe o lance $\tilde{b}$. Assumindo que $\tilde{v}$ é o tipo de competidor com quem empataria, têm-se, então, que $b(\tilde{v}) = \tilde{b}$. Assumindo-se que $\tilde{v}$ venceria todos os outros $(n - 1)$ competidores com a probabilidade $(F(\tilde{v}))^{n-1}$, então o excedente esperado para um competidor i seria:

$$T(v, \tilde{v}) = (v - b(\tilde{v}))(F(\tilde{v}))^{n-1} \quad (2.1)$$

Escolhendo o melhor lance equivalente para imitar $\tilde{v}$, pode-se considerar a condição de primeira ordem:

²⁰ Essa é uma dicotomia clássica para o competidor de um certame desse tipo, pois, quanto maior for o lance submetido, maior sua probabilidade de vencer, porém seu ganho ou *payoff* é menor, dado o valor que atribui ao produto e o preço pago.

$$\frac{\partial T}{\partial \tilde{v}} = -b'(\tilde{v})(F(\tilde{v}))^{n-1} + (v - b(\tilde{v}))(n-1)(F(\tilde{v}))^{n-2} f(\tilde{v}) \quad (2.2)$$

Para a função de lances $b(v)$ estar em uma situação de equilíbrio, a melhor resposta de i para todos os outros lances em consonância com essa função, deveria ser, para sua escolha ótima de $\tilde{b}$, o lance $b(v)$, sendo $\tilde{v}$ igual a v . Então tem-se que:

$$\frac{\partial T}{\partial \tilde{v}}(v, \tilde{v}) = 0 \text{ em } \tilde{v} = v \quad (2.3)$$

$$\Rightarrow -b'(v) = (v - b(v))(n-1) \frac{f(v)}{F(v)} \quad (2.4)$$

Essa equação diferencial pode ser resolvida para o equilíbrio, utilizando-se a condição limite:

$$b(\bar{v}) = \bar{v} \quad (2.5)$$

Analisando equivalência de desenhos também é possível afirmar que o **Leilão Inglês e o Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado (Vickrey)** são equivalentes. Em um Leilão Inglês Ascendente, os competidores abandonam o certame conforme o preço sobe. O vencedor do leilão será o último competidor remanescente, ou seja, este pagará um preço equivalente ao último competidor que abandonou o leilão.²¹ Sofisticando a análise, é possível dizer que cada competidor i abandona o leilão ao seu lance b_i considerando, neste caso, que b_i é equivalente a v_i . Pensando agora em um Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado, o competidor vencedor será aquele que atribui o maior valor ao produto, mas que pagará o preço do segundo maior lance.

As duas equivalências apresentadas permitem uma análise lógica sobre a interação dos desenhos de leilões e, conseqüentemente, como um leiloeiro deve ser cuidadoso ao escolher um desenho, pois pode auferir o mesmo resultado de um outro desenho rejeitado, se esse for o equivalente. Um outro ponto interessante, e que o senso comum pode julgar estranho, é um leiloeiro escolher um desenho no qual o preço a ser pago pelo vencedor não será o maior lance

²¹ Na prática o leiloeiro solicitará um pequeno incremento de preço e o vencedor pagará um pouco a mais do que o segundo maior lance, ou seja, pagará um pouco a mais do que o lance do último competidor a abandonar o leilão. Contudo, para fins de análise de lógica seria o equivalente ao segundo maior preço de lance.

apresentado, mas, sim, o segundo maior. Não estaria o leiloeiro perdendo receitas ao escolher um Leilão Inglês ou um Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado?

Easley & Kleinberg (2010) destacam que um dos aspectos mais relevantes em teoria dos jogos e em teoria de leilões é que os competidores (ou jogadores) adaptam seus comportamentos às regras do jogo. Logo, em um Leilão Holandês ou Primeiro Preço Envelope Fechado, os competidores tendem a submeter lances mais baixos do que em um Leilão Inglês ou Segundo Preço Envelope Fechado.

É possível observar que o Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado é muito utilizado, ao contrário do que o senso comum poderia sugerir. O formato de leilão utilizado pelo *ebay* é basicamente desse tipo, como também muitas ofertas públicas de ações e de títulos públicos utilizam basicamente esse desenho. A partir desse desenho apresenta-se o primeiro teorema deste trabalho.

Teorema 1: *É uma estratégia dominante submeter um lance com o valor real em um Leilão de Segundo Preço, considerando VPI.*

Prova: Usando uma abordagem de teoria dos jogos, pode-se dizer que o valor v_i de um competidor i é o seu valor real para o produto. A estratégia do competidor i é submeter um lance b_i que é uma função do seu real valor v_i . Se o competidor i submeter um lance alternativo $b'_i > b_i$ aumenta sua chance de vencer o leilão mas passa a ter um resultado negativo uma vez que $b_i = v_i$. Se o competidor i submeter um lance alternativo $b''_i < b_i$ diminui sua chance de vencer o leilão, observando que se perder o seu resultado é 0. Logo a estratégia dominante é submeter um lance $b_i = v_i$.

■

Teorema 2. *É uma estratégia dominante submeter um lance que atenda a condição de primeira ordem em um Leilão de Primeiro Preço, considerando VPI.*

Prova. Em um Leilão de Primeiro Preço, o ganho esperado para o competidor i com o valor v_i é definido como uma utilidade U_i conforme a seguir:

$$U_i(v_i, b_i) = \begin{cases} v_i - b_i, & \text{se vencer o leilão} \\ 0, & \text{se perder o leilão} \end{cases} \quad (2.6)$$

Os valores esperados dos competidores $\neq i$ são desconhecidos, mas espera-se que estejam em um intervalo $[a, b]$, sendo que, aplicando-se a condição de primeira ordem prevista nas formulações (2.1), (2.2), (2.3), (2.4) têm-se que o lance a ser submetido deve ser o expresso em (2.5). ■

Um outro desenho de leilão possível é o *All-pay auctions*,²² o qual caracteriza-se por alocar o produto ou objeto ao competidor com o maior lance, porém todos os competidores pagam o lance submetido, independentemente de vencer ou não. Assim, se b_i não vencer o leilão, existe um prejuízo para o competidor i caracterizado por $-b_i$. Se b_i vencer o certame o ganho para o competidor i é $v_i - b_i$. Esse tipo de leilão, em princípio estranho, é uma situação tipicamente enfrentada por lobistas, que devem pagar algo mesmo que não venham a obter a política esperada. Eleições também podem ser entendidas como *All-pay auctions*, pois os partidos devem submeter lances (gastar na campanha), mas nem sempre vencerão.²³

Ainda discutindo o desenho de leilões, é importante estressar a relação entre o produto de valor comum e a maldição do vencedor. Ao contrário da maior parte da teoria discutida até este ponto, a qual considera VPI, existem situações (a grande maioria delas) em que o competidor pode adquirir o objeto e depois deseja revendê-lo, o que implica a existência de um valor comum a esse produto ou objeto, que não é necessariamente conhecido. Desse modo, cada competidor i possui uma informação privada sobre o valor comum, o que o leva a estimar v_i . Fica evidente, assim, o fenômeno da assimetria de informação, o que pode induzir a uma super estimativa do produto em questão em relação ao seu valor de revenda, o que se denomina “maldição do vencedor”. Modelando, seria possível dizer que o valor real é v e que cada competidor i estima v_i , que é definido por $v_i = v + x_i$, sendo x_i um número aleatório com uma mediana igual a 0 e que representa o erro na estimativa do competidor i .

Um leilão com valor comum traz novas complexidades teóricas como, por exemplo, uma análise mais cuidadosa da estratégia dominante para submissão de lances. O competidor i

²² Optou-se por utilizar a nomenclatura original no inglês, pois a tradução para o português dificultaria o entendimento em caso de consulta e estudos adicionais, especialmente ao se estudar a bibliografia relevante sobre leilões.

²³ Relaxando o rigor teórico, é possível entender que os lobistas, os políticos e os partidos esperam obter ganhos superiores aos seus gastos de campanha, os quais são seus lances. Assim, quanto maior for o seu lance (gasto de campanha) maior será a tendência dos vencedores de praticarem políticas que favoreçam os grupos que patrocinaram os lances. Em outras palavras, os partidos vencedores tendem a estabelecer políticas que favoreçam seus financiadores como forma de retorno, isto assumindo princípios republicanos e não considerando casos de corrupção.

se vencer o certame, não leva apenas o objeto, mas também informações sobre como os demais competidores estimam v . Tomemos como exemplo o leilão de um direito de exploração de uma mina de ouro, cujo competidor i venceu o certame com um lance expressivamente superior ao do segundo colocado em um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado. Apesar de vencer o leilão, e assumindo neste caso que a empresa vencedora ainda teria um resultado positivo, é possível que isto cause um enorme constrangimento empresarial aos dirigentes da empresa para com os acionistas. Isto pode afetar a reputação da empresa e influenciar na participação em futuros leilões, como também pode influenciar no comportamento das outras empresas, ao saberem, em um determinado leilão, que esse vencedor com lances agressivos dele participa.

A maldição do vencedor influencia a forma como competidores racionais participam nos leilões e submetem seus lances. Um competidor racional deseja vencer o leilão com um lance na fronteira do necessário, especialmente se for um Leilão de Primeiro Preço. Em um Leilão de Segundo Preço a análise do lance ótimo fica ainda mais complexa, pois é necessário um lance que leve a vencer o leilão, mas o quanto será pago é definido pelo segundo colocado. Por fim, é possível dizer que a maldição do vencedor pode levar o lance vencedor a uma perda líquida, pois um erro no cálculo do valor comum estimado pelos demais participantes pode tornar uma eventual revenda deficitária.

Finalizando esta parte da discussão sobre os desenhos dos leilões²⁴, é apresentada na Tabela 2.1 uma comparação intuitiva que sintetiza o entendimento sobre os diferentes desenhos.

Tabela 2.1 – Síntese dos Desenhos Básicos dos Leilões

	Inglês	Holandês	Primeiro Preço	Segundo Preço
Duração	número de lances, incremento	preço inicial, velocidade do relógio	fixa	fixa
Informação Revelada	o segundo maior valor, disposição dos demais participantes	o lance do vencedor	nenhuma	nenhuma
Price Discovery	sim	não	não	não
Arrependimento	não	sim	sim	não

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Leyton-Brown (2007)

²⁴ Alguns autores chamam estes desenhos como canônicos.

2.3. Mecanismo Vickrey-Clarke-Grove

2.3.1. Introdução e Formulação

Na seção anterior foi apresentada a discussão sobre os diferentes desenhos dos leilões, destacando-se as equivalências dos desenhos, os teoremas sobre as estratégias de submissão de lances considerando VPI e a maldição do vencedor. Detendo-se ainda na discussão sobre o desenho dos leilões com a condição de VPI, esta seção irá abordar o que é conhecido como Mecanismo Vickrey-Clarke-Grove (VCG). Como destacado anteriormente, Vickrey (1961) introduziu um conceito de Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado, o qual, posteriormente, Clarke (1971) e Grove (1973) evoluíram na análise, estudando o problema da escolha sob a ótica pública, nos quais os agentes decidem se devem ou não conduzir um projeto público, tais como estradas e pontes (MILGROM, 2004, p. 45). O Mecanismo VCG é um *benchmark* para a análise dos demais mecanismos e elementos teóricos disponíveis, pois suas propriedades são valiosas para se avaliar uma proposição de desenho de leilão ou de desenho de mercado. Como resultados positivos do mecanismo, destaca-se: (i) a sociedade teria uma regra para escolhas e uma regra para pagamentos; (ii) a verdade como estratégia dominante²⁵; (iii) o mecanismo realiza escolhas eficientes. O Mecanismo VCG guarda, logicamente, uma relação e inspiração com os Leilões de Segundo Preço Envelope Fechado e, alguns desenvolvimentos realizados, permitem uma análise em contextos de orçamentos com fraco equilíbrio e racionalidade individual.

O estudo apresentado neste trabalho considera basicamente a abordagem apresentada em Milgrom (2004), além dos conceitos apresentados por Shoham & Leyton-Brown (2009) e Jackson (2011). Assim, considerando que $N = \{0, \dots, n\}$ seria o conjunto de participantes, e o participante 0 seria o operador do mecanismo, o conjunto de decisões possíveis é representado por X , sendo que cada decisão é representada por x . Para essa análise, deve-se assumir que o conjunto de participantes é dado e não serão analisados os incentivos que podem ser promovidos para que um agente participe ou não. Os resultados obtidos são função do par (x, p) , descrito como uma decisão x e um vetor de pagamentos positivos ou negativos $p = (p^0, p^1, \dots, p^n)$ pelos participantes. Milgrom (2004, p.46) exemplifica isto com um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, com a decisão x que é um vetor onde $x^1 = 1$ se o agente²⁶

²⁵ Tradução literal do termo *truth telling* utilizado na bibliografia internacional.

²⁶ Nesta parte do trabalho será considerada a terminologia “agente” ao invés de competidor, pois, apesar de ser um elemento basilar da Teoria de Leilões, a análise do mecanismo VCG está mais próxima da análise de Teoria dos Jogos, na qual a bibliografia o trata como agente ou participante.

i consegue o objeto; se este não consegue o objeto seria 0. O vetor de pagamentos associados é p , sendo que $p^i = b^i = -p^0$ se i submete o lance b^i e vence, e neste caso $p^j = 0$ para todos os outros participantes.

Para a análise do mecanismo VCG, assumamos que cada agente i valora os resultados de acordo com a utilidade $u^i((x, p), \vec{t}) \equiv v^i(x, t^i) - p^i$, que é o retorno de i para o correspondente resultado (x, p) para o valor de i da escolha x , a qual depende do próprio tipo t^i do agente i , menos o pagamento que i deve realizar²⁷.

2.3.2. Mecanismo Groves

Iniciando a análise pelo Mecanismo Groves, entende-se que é um mecanismo direto (x, p) , tal que:

$$x(\hat{v}) \in \arg \max_x \sum_i \hat{v}_i(x), \quad (2.7)$$

$$(p_i)\hat{v} = h_i(\hat{v}_{-i}) - \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(X(\hat{v})). \quad (2.8)$$

Realizando uma escolha x em um conjunto de possibilidades X tem-se que p é o pagamento dos agentes. O valor real é v e que cada competidor i estima, o que redundará em $\hat{v}$ sendo esta uma informação privada, o que significa no modelo que $\hat{v}_1, \dots, \hat{v}_n$ são informações privadas, ou seja, como são valoradas as diferentes alternativas. Assim, a sociedade realizaria uma escolha que maximizaria a utilidade. Dada a construção apresentada, o mecanismo otimiza a escolha, assumindo que os agentes apresentam suas funções verdadeiras dos valores. Um agente i realiza o pagamento $h_i(\hat{v}_{-i})$, que não depende da sua própria declaração, mas, sim da declaração dos outros agentes, e a escolha alternativa realizada pela sociedade implica o pagamento $\sum_{j \neq i} \hat{v}_j(X(\hat{v}))$.

²⁷ Assim, a função de utilidade possui uma especificação quase linear, a qual é bastante relevante na análise do mecanismo VCG, pois implica aos agentes a capacidade de realizar qualquer transferência financeira descrita no mecanismo, bem como que há transferências que exatamente compensam qualquer mudança individual nos resultados, e que a redistribuição da riqueza entre os participantes não afetaria essa transferência compensatória (MILGROM, 2004, p.46).

2.3.3. Mecanismo VCG

O princípio do Mecanismo VCG afirma que a sociedade realiza uma escolha considerando o agente i e compara com a escolha sem considerá-lo. Assim, a formulação (2.8) pode ser reescrita como a seguir:

$$(p_i)\hat{v} = \max_x \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x), - \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(X(\hat{v})). \quad (2.9)$$

O segmento $\max_x \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x)$ representa quanto a sociedade obtém quando o agente i é ignorado e o segmento $\sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x(\hat{v}))$ expressa quanto a sociedade obtém quando o agente i é considerado. Observando as formulações (2.7) e (2.9), é possível concluir que o mecanismo VCG implica apurar o custo social, dado que o obtido pela sociedade ao considerar o agente i é normalmente inferior do que quando este não é considerado. O custo social expresso em (2.9) significa que o agente i normalmente paga pela utilidade dos demais agentes, dada a alocação escolhida, exceto por sua própria utilidade que é obtida diretamente. Em outras palavras, o agente i deve pagar pela utilidade dos demais considerando um cenário no qual não participa. Portanto, os agentes que não são afetados nada pagam e nem recebem, enquanto os agentes pivotais que tornam a alocação pior pagam um valor maior que 0, dada sua existência. Os agentes pivotais, que tornam a alocação melhor, recebem um valor maior que 0, dada sua existência.

Teorema 3. *Dizer a verdade é uma estratégia dominante em qualquer mecanismo Groves, incluindo o mecanismo pivotal (um mecanismo VCG).*

Prova. Considere o problema de escolha de um agente i para a melhor estratégia de $\hat{v}_i$. A melhor estratégia para i é resolver:

$$\max_{\hat{v}_i} (\hat{v}_i(X(\hat{v})) - p(\hat{v})) \quad (2.10)$$

Substituindo a função de pagamento do mecanismo Groves tem-se:

$$\max_{\hat{v}_i} (\hat{v}_i(X(\hat{v})) - h_i(\hat{v}_{-i}) + \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(X(\hat{v}))) \quad (2.11)$$

Considerando que $h_i(\hat{v}_{-i})$ não depende de $\hat{v}_i$, é suficiente para solucionar o que segue:

$$\max_{\hat{v}_i} (\hat{v}_i(X(\hat{v})) + \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(X(\hat{v}))) \quad (2.12)$$

O único meio em que a declaração de $\hat{v}_i$ influencia na maximização em (2.12) é por meio do termo $\hat{v}_i(X(\hat{v}))$. Se possível i escolheria uma declaração de $\hat{v}_i$ que conduziria o mecanismo a escolher um $x \in X$ que solucionaria:

$$\max_{\hat{v}_i} (\hat{v}_i(x) + \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x)) \quad (2.13)$$

Sob a lógica do mecanismo Groves, escolhe-se um $x \in X$, tal que:

$$X(\hat{v}) = \arg \max_x (\sum_i \hat{v}_i(x)) = \arg \max_x (\hat{v}_i(x) + \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x)) \quad (2.14)$$

Logo, o agente i leva o mecanismo a selecionar a escolha de sua preferência ao declarar $\hat{v}_i = v_i$. Devido ao fato de esse argumento não depender, de nenhum modo, da declaração dos demais agentes, dizer a verdade é uma estratégia dominante para o agente i . O pagamento do agente i será basicamente uma função da utilidade declarada pelos demais agentes. ■

Proposição 1. *O desenho do leilão e do mercado deveria contemplar os custos sociais a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação da sociedade em favor daqueles que melhoram esta alocação, observando a premissa de que o desenho tenha como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.*

O mecanismo VCG é uma importante ferramenta para se avaliar as demais teorias e conceitos de desenho de leilões e de mercado, sob uma ótica de teoria dos jogos, pois a estratégia dominante é dizer a verdade dentro de uma estrutura que busca a otimização das escolhas da sociedade. Contudo, esse mecanismo possui algumas falhas, tais como exigir dos agentes que estes revelem plenamente informações privadas e susceptibilidade ao conluio²⁸.

²⁸ Para os que desejam aprofundar na análise sobre as falhas do mecanismo VCG, recomenda-se Shoham & Leyton-Brown (2009, p. 297-301), os quais também analisam problemas como complexidade, manipulação por meio da saída do jogo, ausência de retorno para todos os agentes e dificuldades no tratamento computacional.

Analisar as falhas do mecanismo VCG foge do escopo deste trabalho, dado que o ponto principal desta seção foi apresentar o mecanismo como um ferramental de análise para o desenho de um leilão e de um mercado.

2.3.4. *Considerações sobre o Mecanismo VCG*

O mecanismo conjunto Groves e VCG, em particular, possui valiosas propriedades de análise, destacando a característica do agente ter como estratégia dominante dizer a verdade. A regra de pagamento contempla o impacto que um agente causa sobre os demais agentes participantes do mecanismo. O mecanismo internaliza as externalidades e leva a escolha de decisões eficientes ($x's$).

Apesar de apresentar algumas falhas, este trabalho considera que o mecanismo em pauta se traduz em uma ferramental útil para o desenho de leilões e de mercados de energia elétrica, observando que a proposição 1 pode ser reescrita especificamente para o objetivo do SEB como a seguir.

Proposição 2. *O desenho do SEB deveria contemplar uma correta alocação de custos a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação em favor daqueles que melhoram esta alocação, destacando que este desenho deve ter como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.*

2.4. Teorema dos Rendimentos Equivalentes

2.4.1. *Análise Introdutória*

O Teorema dos Rendimentos Equivalentes também foi apresentado por Vickrey (1961) e em conjunto com o Mecanismo VCG compõe o arcabouço básico para o desenvolvimento da Teoria de Leilões. A apresentação deste teorema inicia-se de um modo mais simples com a abordagem utilizada por Stoft (2002) e depois é sofisticada com base em Klemperer (1999) e Shoham & Leyton-Brown (2009).

O Teorema dos Rendimentos Equivalentes estabelece que em um modelo VPI com agentes que possuam neutralidade de risco, todos os desenhos de leilão produzem o mesmo resultado de receitas, ou seja, seria indiferente para o leiloeiro utilizar o Leilão Inglês, o Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, o Leilão Holandês, ou ainda o Leilão de Segundo Preço

Envelope Fechado. Stoft (2002) evidencia este teorema comparando um Leilão de Vickrey (Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado) com um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado.

Considere que existem três participantes no leilão B_1 , B_2 e B_3 , os quais submetem lances $b_1 = 1000$, $b_2 = 2000$ e $b_3 = 3000$, respectivamente. Dado o teorema, sempre B_3 será o vencedor, mas em um Leilão de Vickrey pagaria apenas 2000, enquanto em um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado o pagamento seria 3000, o que, em princípio contradiz o teorema, uma vez que o leiloeiro obteria rendimentos superiores em 1000.

Contudo, um princípio fundamental não pode ser esquecido: a mudança do comportamento dos participantes do leilão conforme se altera as regras do certame. Os participantes ao entrarem em um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado mudarão seu comportamento e tendem a submeter lances mais baixos. Analisando o comportamento de B_3 em um Leilão de Vickrey, este submeterá $b_3 = 3000$, pois sabe que B_1 e B_2 submeterão lances menores, e que pagará ao final o preço mais próximo do seu próprio lance. Se B_3 submete um lance $b_3 = 3050$, este ficará feliz em perder pois vencer neste caso significa uma perda líquida, pois estaria pagando 3050 por algo que ele próprio valora em 3000. Se, por outro lado resolve diminuir o lance, aumenta a sua probabilidade de perder, o que no final pode significar não ganhar nada. Assim, o incentivo para todos os participantes é submeter o seu valor real e, deste modo, B_3 vencerá o leilão e pagará o segundo maior lance, ou seja 2000.

Considerando agora as estratégias de submissão de lances em um Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado e assumindo que B_3 conhece com relativo grau de segurança que B_1 e B_2 submeterão lances $b_1 = 1000$, $b_2 = 2000$, respectivamente, pode-se supor que B_3 submeterá um lance $b_3 = 2001$ e vencerá o leilão, dado que o mecanismo de incentivo não induz dizer a verdade e revelar o seu valor real. Assim, grosseiramente falando, tanto o Leilão de Vickrey quanto o Leilão de Primeiro Preço gerarão rendimentos médios de 2000 para o leiloeiro, sendo que eventual valor mais alto do Leilão de Primeiro Preço é insignificante, sendo somente o necessário para o desempate.

Um problema não endereçado pelo Teorema dos Rendimentos Equivalentes é que em um Leilão de Primeiro Preço, por ser não compatível com o incentivo de dizer a verdade, provoca uma complexidade na hora de submeter o lance. Os participantes são forçados a estimar os lances dos demais participantes, o que pode introduzir erros que implicam em ineficiências. Porém do ponto de vista de lógica, os rendimentos em qualquer dos desenhos de leilão são iguais, lembrando que existe uma equivalência conceitual entre o Leilão Inglês e o

Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado e entre o Leilão Holandês e o Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, apesar do exemplo ter se concentrado em apenas dois desenhos os quais não possuem equivalência conceitual.

2.4.2. Análise matemática

A análise introdutória sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes permite concluir que em um modelo VPI, com agentes neutros ao risco, qualquer dos desenhos de leilão apresentados aufere o mesmo resultado para o leiloeiro. Elevando o grau de exigência e formalização da análise, apresenta-se nesta parte o Teorema e a respectiva prova matemática contida em Shoham & Leyton-Brown (2009) e Hartline (2012).

Teorema 4. *Assume-se que cada agente n é neutro ao risco e possui valor privado independente para um simples produto em um leilão, para cada distribuição cumulativa F . Então qualquer mecanismo de leilão, que no equilíbrio aloca o produto sempre do mesmo modo e que qualquer agente com um valor 0 têm uma utilidade esperada 0, possui o mesmo rendimento equivalente, sendo ambos resultados para qualquer agente com valoração v e que realizará o mesmo pagamento esperado.*

Prova. Para comprovar o teorema, inicia-se com uma análise com Leilões de Primeiro e Segundo Preço. Assim, considerando o conceito de estatística de ordem k de uma distribuição com valores de $[0, v_{\max}]$, têm-se que:

$$\frac{n+1-k}{n+1} v_{\max} \quad (2.15)$$

Então em um Leilão de Segundo Preço, o rendimento esperado do vendedor é determinado por:

$$\frac{n-1}{n+1} v_{\max} \quad (2.16)$$

Os Leilões de Primeiro e Segundo Preço satisfazem os requisitos do Teorema dos Rendimentos Equivalentes, pois: (i) cada jogo simétrico têm um equilíbrio simétrico; (ii) em

um equilíbrio simétrico de um jogo de leilão, o lance mais alto significa que este está associado a quem atribui o valor mais alto ao produto.

Um participante em um Leilão de Primeiro Preço deve submeter um lance cujo pagamento esperado atenda a condição de ser um lance vencedor em um Leilão de Segundo Preço. Esta condicionante será correta se este vencer o Leilão de Primeiro Preço, pois se não vencer o seu lance não importará, dado o desenho do leilão. Então, o valor esperado do segundo maior lance é uma estatística de primeira ordem $n - 1$ de um intervalo $[0, v_i]$:

$$\frac{n+1-k}{n+1} v_{max} = \frac{(n-1)+1-(1)}{(n-1)+1} (v_i) = \frac{n-1}{n} (v_i) \quad (2.17)$$

Analisando de um outro modo, um participante pode utilizar o Teorema dos Rendimentos Equivalentes e calcular o equilíbrio em um Leilão de Segundo Preço e assumir que esta é a estimativa para um Leilão de Primeiro Preço, dado que o cálculo do equilíbrio para um Leilão de Primeiro Preço é sensivelmente mais complexo, até mesmo pelos erros que podem incorrer dado o exposto por Stoft (2002), ponderando que este tipo de leilão não possui o incentivo de dizer a verdade.

Estressando a análise técnica para provar o teorema, analisa-se a lógica de um equilíbrio de Nash-Bayesiano. Primeiro têm-se que $X_i(v_i|s)$ é a probabilidade prévia de alocação para o participante i com um tipo v_i , com todos os demais participantes acompanhando uma estratégia de equilíbrio s . Complementarmente têm-se que $p_i(v_i|s)$ é o pagamento esperado do participante i . Assumindo isto, em um equilíbrio de Nash-Bayesiano a lógica seria que quando se têm valores de uma distribuição de probabilidade conjunta F e os agentes são neutros ao risco, um perfil de estratégia s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano somente se para cada participante i for atendida as restrições de monotonicidade e da identidade de pagamento descritas a seguir:

$$X_i(v_i|s) \quad (2.18)$$

$$p_i(v_i|s) = v_i X_i(v_i|s) - \int_0^{v_i} X_i(z|s) dz + p_i(0|s) \quad (2.19)$$

A formulação (2.18) é monotônica e não decrescente e (2.19) é a identidade de pagamento, observando que frequentemente $p_i(0|s) = 0$, especialmente em desenhos de leilões onde o participante com menor valoração paga nada ao perder o leilão. Por fim, se as duas condições estão presentes pode-se dizer que se tem um equilíbrio de Nash-Bayesiano.

Para provar um equilíbrio Nash-Bayesiano utiliza-se a abordagem de Hartline (2012), na qual a prova é dividida em três partes:

- s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano se mantida sua caracterização.
- s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano somente se mantida a monotonicidade.
- s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano somente se mantida a identidade de pagamento.

Considere-se o caso especial em que para cada participante i a distribuição abrange o intervalo $[0, \infty]$. Para simplificar a notação matemática assume-se a mencionada situação em que $p_i(0|s) = 0$.

Provando que s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano se mantida sua caracterização: têm-se que se i desviar de s e adotar a ação $s_i(\hat{v}_i)$ preferencialmente a $s_i(v_i)$, obterá a utilidade:

$$u_{i,v_i}(\hat{v}_i|s) = v_i X_i(\hat{v}_i|s) - p_i(\hat{v}_i|s) \quad (2.20)$$

Observe que i pode adotar qualquer ação pois s é mantido. O perfil de estratégia s está em equilíbrio para todo i e para todo v_i e $\hat{v}_i$.

$$u_{i,v_i}(v_i|s) \geq u_{i,v_i}(\hat{v}_i|s) \quad (2.21)$$

Em outras palavras, a utilidade de i será sempre igual ou maior se este informar o seu valor verdadeiro do que se optar por desviar disto e informar um valor falso, sendo isto válido para todos os participantes, o que caracteriza um equilíbrio de Nash-Bayesiano. A diferença entre as duas utilidades (a com a informação revelada verdadeira e a falsa) é não negativa devido a monotonicidade.

Provando que s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano se mantida a condição de monotonicidade: o equilíbrio implica que para todas as valorações dos participantes $\forall v_i$ e para aqueles que pretendem reportar falsamente $\hat{v}_i$, a utilidade em revelar a valoração verdadeira é maior ou igual a utilidade de se informar a valoração falsa. Expandindo, têm-se que:

$$v_i X_i(v_i|s) - p_i(v_i|s) \geq v_i X_i(\hat{v}_i|s) - p_i(\hat{v}_i|s) \quad (2.22)$$

Considere-se os valores z_1 e z_2 . Substituindo-os em $v_i = z_1$, $\hat{v}_i = z_2$, $v_i = z_2$, $\hat{v}_i = z_1$, obtêm-se duas inequações:

$$v_i = z_1, \hat{v}_i = z_2 \Rightarrow z_2 X_i(z_2|s) - p_i(z_2|s) \geq z_2 X_i(z_1|s) - p_i(z_1|s); \quad (2.23)$$

$$v_i = z_2, \hat{v}_i = z_1 \Rightarrow z_1 X_i(z_1|s) - p_i(z_1|s) \geq z_1 X_i(z_2|s) - p_i(z_2|s). \quad (2.24)$$

Basicamente as inequações expressas em (2.23) e (2.24) demonstram o que ocorreria se um participante falsamente dissesse que possui o perfil do outro participante (mentisse). Em outras palavras, fazer uma declaração falsa não melhora a utilidade.

Somando-se as duas inequações e cancelando os termos p_i têm-se que:

$$z_2 X_i(z_2|s) + z_1 X_i(z_1|s) \geq z_2 X_i(z_1|s) + z_1 X_i(z_2|s) \quad (2.25)$$

$$(z_2 - z_1)(X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s)) \geq 0 \quad (2.26)$$

Então, $z_2 - z_1 > 0$, implica que $X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s)$ é positivo. Em outras palavras, $X_i(\cdot|s)$ deve ser monotônico não decrescente.

Provando que s é um equilíbrio de Nash-Bayesiano somente se mantida a identidade de pagamento: Retomando as inequações expressas em (2.23) e (2.24) e resolvendo-as com um rearranjo matemático para $p_i(z_2|s) - p_i(z_1|s)$:

$$z_2(X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s)) \geq p_i(z_2|s) - p_i(z_1|s) \geq z_1(X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s)) \quad (2.27)$$

Em outras palavras, isto significa que $p_i(z_2|s) - p_i(z_1|s)$ não pode ser maior do que $z_2(X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s))$ e não menor do que $z_1(X_i(z_2|s) - X_i(z_1|s))$.

Concluindo a prova, mecanismos com o mesmo resultado em um equilíbrio de Nash-Bayesiano possuem o mesmo rendimento esperado, ou seja, possuem rendimentos equivalentes.

■

2.4.3. *Considerações sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes*

Algo interessante sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes é que uma das principais preocupações de um leiloeiro ao promover um leilão está no desenho para maximizar o seu rendimento. Todavia, se os agentes são neutros ao risco e o produto em questão possui um valor privado (modelo VPI) não importa qual seja o desenho o resultado esperado é o mesmo. Sofisticando a análise, pode-se dizer que o participante i que apresenta o maior valor sempre vencerá o leilão, independente do desenho, desde que o participante com o menor valor pague nada. Ademais, conclui-se que dois leilões que atendam as condições descritas obterão o mesmo resultado.

É relevante ressaltar que em situações práticas nem sempre esta conclusão se aplica, ou seja, com valor comum ou quase comum o desenho do leilão passa a ter relevância, e os resultados podem ser diferentes. Contudo, o Teorema dos Rendimentos Equivalentes enriquece a discussão teórica sobre leilões ao colocar o ponto que o desenho pode nem sempre ser o aspecto mais importante no momento de se promover um leilão.

2.5. **Discussões teóricas relevantes**

2.5.1. *Perfil de risco dos participantes*

Na discussão sobre o Teorema dos Rendimentos Equivalentes uma das premissas assumidas foi de que os participantes eram neutros ao risco. Mas como entender o perfil de um agente em relação ao risco? O que determina se um agente é neutro, avesso ou agressivo em relação ao risco?

Shoham & Leyton-Brown (2009, p. 340) definem que a atitude de risco de um agente pode ser descrita em relação à sua preferência entre um pagamento certo e um jogo com um mesmo valor esperado. Assim, os agentes que são neutros são indiferentes, os agentes avessos ao risco preferem o que é certo e conhecido e os agentes agressivos preferem jogar.

Quando os agentes não são neutros ao risco o Teorema dos Rendimentos Equivalentes não se aplica, pois estes mudam o comportamento e afetam os pagamentos e, consequentemente, os rendimentos. Um participante avesso ao risco preferirá um Leilão de Primeiro Preço ao invés de um Leilão de Segundo Preço, pois poderá pagar mais para obter o produto e estará menos condicionado aos lances submetidos pelos demais participantes. Um participante avesso ao risco submeterá lances mais agressivos, enquanto um participante

agressivo preferirá jogar, ou seja, submeter lances mais baixos. Neste exemplo, o leiloeiro obterá maiores rendimentos se promover um Leilão de Primeiro Preço ao invés de um Leilão de Segundo Preço. Agora se o participante é agressivo, tenderá a submeter lances mais baixos em um Leilão de Primeiro Preço, logo o leiloeiro auferirá rendimentos maiores se promover um Leilão de Segundo Preço. Importante ainda destacar que os conceitos de equivalências entre desenhos são ainda válidos, ou seja, o Leilão Holandês é equivalente ao Leilão de Primeiro Preço e o Leilão Inglês ao Leilão de Segundo Preço, considerando a valoração na lógica do modelo VPI. A Tabela 2.2 resume o comportamento dos agentes e a equivalência dos desenhos.

Tabela 2.2 – Desenhos dos leilões e a atitude em relação ao risco do participante

Neutro ao risco, VPI	Inglês	=	Segundo Preço	=	Primeiro Preço	=	Holandês
Avesso ao risco, VPI		=		<		=	
Agressivo, VPI		=		>		=	

Fonte: Adaptado pelo autor a partir de Shoham & Leyton-Brown (2009)

Também se pode analisar inversamente, considerando que todos os participantes são neutros ao risco, mas o leiloeiro não. Um leiloeiro avesso ao risco preferirá um Leilão de Primeiro Preço, enquanto um leiloeiro agressivo preferirá um Leilão de Segundo Preço, pois, em um Leilão de Primeiro Preço, o pagamento depende do valor do lance mais alto (algo mais certo), enquanto em um Leilão de Segundo Lance o pagamento depende dos dois lances mais altos.

2.5.2. *Estímulo a entrada de participantes e Preço de reserva*

Intuitivamente um leiloeiro tende a estimular a entrada de participantes, pois, em uma lógica de alocar adequadamente o produto e maximizar os rendimentos, quanto maior for o universo de participantes, maior será a possibilidade de isso ocorrer. Contudo, esse estímulo pode conflitar com eventuais custos de entrada que o leiloeiro possa cobrar para quem desejar participar, algo que pode ser decidido para melhorar a seleção dos participantes e evitar aqueles que podem não honrar o lance submetido. Dependendo do produto e do objetivo do leiloeiro, pode ser fundamental descobrir o equilíbrio de como estimular a entrada de participantes dentro de um grupo desejado. Quais as implicações de um leilão com muitos participantes com um preço de fechamento alto, mas que, ao final, o lance não será honrado? Essa pergunta é relevante

se o leilão for de um projeto público, cuja não execução, ou o não pagamento de receitas ao Estado, pode trazer sérias consequências.

O custo de entrada para um leilão pode ser a exigência de um pagamento monetário em favor do leiloeiro, o que aumenta os rendimentos do leiloeiro. Esse custo de entrada pode ser o suficiente para a organização e operacionalização do leilão ou ainda pode ser um valor tal que, de fato, seja relevante para o leiloeiro. Novamente a questão colocada é quais os objetivos do leiloeiro, sendo que, por construção, um custo de entrada tende a diminuir o número de participantes e os rendimentos totais do leilão, ignorando ou não, nesse caso, o risco de honrar o lance. Ao se questionar a capacidade de honrar o lance, cabe ao leiloeiro definir um custo de entrada adequado para selecionar o grupo de participantes.

Um outro elemento relevante na discussão é o preço de reserva. Na discussão teórica realizada até o momento, o objetivo do leiloeiro era vender o produto, mas pode ser que este só deseje vender o produto acima de um determinado valor. Assumindo que o leiloeiro valora o produto em $u \geq 0$, desejará um valor maior do que esse, que representaria o ponto de indiferença entre vender ou manter o produto. Fica evidente que o leiloeiro deveria, nesse caso, independentemente do desenho escolhido, organizar o leilão a partir do preço de indiferença, que é chamado de preço de reserva r . Com o preço de reserva r , o produto é alocado ao participante com maior v_i , que consequentemente submeteu o maior lance b_i . Logo, $r > u \geq 0$, o que, na prática, significa que a introdução de um preço de reserva é o mesmo que simular a competição entre os participantes. Quanto maior o preço de reserva, maior será a simulação de competição realizada pelo leiloeiro, mas também será maior o risco do leilão não ter lances, dado que o leiloeiro pode colocar um preço de reserva superior a maior valoração de todos os participantes.

O preço de reserva é normalmente confundido com o preço inicial, especialmente em leilões de lógica reversa. Como o nome sugere, o preço inicial é o que inicia o leilão e funciona para atrair os competidores, sendo fundamental em um leilão reverso e se este for de compra de um produto. Nesse tipo de desenho, se o leiloeiro (comprador) colocar um preço inicial muito alto, pode garantir aos competidores (vendedores) uma sobrerrenda se o desenho de mercado for concentrado e houver um conluio, como também pode proporcionar um leilão vazio se o preço inicial for muito baixo. A lógica para um leiloeiro em um leilão reverso seria estabelecer um preço inicial $sp > r$ para atrair competidores e só realizar a compra se $u \geq r$. Em outras palavras, o leiloeiro só realizaria a compra se a utilidade do produto for maior que o preço de reserva definido e, logicamente, se o preço atingido for menor do que o preço de reserva. Com essa abordagem, esse leilão só teria negociação se os lances submetidos atingissem um patamar

inferior ao preço de reserva, sendo que o preço inicial serviria somente para atrair interessados para participação no certame.

2.5.3. *Conluio*

O leiloeiro deseja aumentar os rendimentos do certame. Para isso, pode utilizar mecanismos que incentivem a competição e a entrada de novos participantes. Do mesmo modo, os participantes de um leilão podem utilizar mecanismos para reduzir a competição e pagar menos pelo produto. Esse tipo de acordo realizado pelos participantes é normalmente proibido pela lei na maioria dos países e é conhecido popularmente como “cartel”, mas também se utilizam as expressões “conluio” ou “acordos anticompetitivos”²⁹.

Um clássico para se exemplificar um cartel ou situação de conluio é o Dilema dos Prisioneiros. Imagine uma situação em que você e um amigo cometeram um crime e foram pegos. Vocês são mantidos em celas separadas e não podem se comunicar um com o outro. Os policiais oferecem o mesmo acordo para ambos e vocês devem decidir separadamente se aceitam ou não o acordo. O acordo consiste nas seguintes possibilidades: (i) se você confessar e o seu parceiro negar a participação no crime, você é liberto e o parceiro será preso por dez anos; (ii) se o parceiro confessar o crime e você negar sua participação, você será preso por dez anos e ele será solto; (iii) se ambos confessarem o crime, ficarão presos por seis anos; e (iv) se ambos negarem a participação no crime, ambos ficarão um ano na prisão. A Tabela 2.3 apresenta a matriz de *payoffs* desse acordo.

Ampliando a lógica do Dilema dos Prisioneiros para um jogo com mais participantes, um participante estará em uma situação melhor se todos os participantes cooperarem, porém este estará em uma situação ainda melhor se todos cooperarem e somente ele romper o acordo.

²⁹ Na bibliografia internacional o termo utilizado é *bidding ring* e, para o organizador, utiliza-se a expressão *ring center*.

Tabela 2.3 – Matriz de payoffs do Dilema dos Prisioneiros

		Prisioneiro 2	
		confessar	não confessar
Prisioneiro 1	confessar	-6, -6	0, -10
	não confessar	-10, 0	-1, -1

Fonte: Elaborado pelo autor

Esse é um típico dilema de empresas oligopolistas que se deparam com possíveis acordos de mercado e que pode ser estendido para um leilão. Interessante observar que esse dilema é aparentemente um jogo único, mas, em situações reais (incluindo leilões), os jogos podem ser repetitivos, ou seja, podem ocorrer vários leilões sucessivos e a forma como um participante se comportou previamente influenciará na forma como os demais participantes se comportarão nos leilões sucessivos.

Um conluio pode ser muito danoso para o leiloeiro, em especial se o leilão envolver um bem público como estradas, aeroportos, energia elétrica ou bandas de telefonia. Nos leilões europeus de telefonia do começo da década de 2000 ocorreram diversos acordos antes dos leilões que reduziram a competição, o que fez com que tivessem poucos lances e os direitos de exploração de telefonia fossem vendidos por um preço um pouco acima do preço mínimo (MILGROM, 2004; KLEMPERER, 2001). Dado os danos potenciais, como o leiloeiro pode evitar um conluio?

O conluio³⁰ em um leilão está normalmente associado à estrutura de mercado e, para mitigar esse problema, é necessário não somente um desenho de leilão adequado como também um desenho de mercado adequado. Neste momento, a análise concentra-se no desenho de leilão, o qual deve ser elaborado para desestimular a cooperação entre os participantes. Ao observar o Dilema dos Prisioneiros, é possível obter um princípio básico que pode ser extrapolado para o desenho do leilão: a comunicação entre os participantes.

É praticamente impossível impedir a comunicação entre os participantes antes do leilão, por mais rígida que seja a legislação do país relacionada a acordos comerciais, cartéis e práticas

³⁰ É importante ressaltar que conluio é algo diferente de poder de mercado. No conluio, busca-se um acordo entre os participantes do leilão contra o leiloeiro; já o poder de mercado é a capacidade da empresa, por si só, influenciar o fechamento do leilão, sem a necessidade de realizar acordos contra o leiloeiro. A discussão sobre poder de mercado é realizada nos capítulos 5, 6 e 7 e está mais relacionada a desenhos de mercado.

anticompetitivas. Porém, é possível realizar um desenho de leilão que impeça a comunicação entre os participantes no momento da submissão de lances e, neste caso, dificulte a realização dos acordos. Em situações nas quais o leiloeiro observa a chance de conluio, o mecanismo de submissão de lances a ser adotado pode ser do formato presencial e sem contato visual entre os participantes. Existe um custo de organização, pois os participantes deverão ficar em salas isoladas, porém esse custo é geralmente inferior aos benefícios obtidos, se o que está em licitação for um bem público.

Em leilões eletrônicos uma forma de tentar mitigar o conluio é não divulgar o número e o nome dos participantes do leilão, quando a legislação do país permitir. Pelo número de participantes, ou pelo nome dele, é possível se estudar uma estratégia de submissão de lances que minimize o pagamento para o leiloeiro. Mesmo que seja possível os participantes pesquisarem no mercado quem está participando ou deixando de participar do leilão, é sempre mais difícil obter essas informações. Além disso, há incerteza associada ao fato de uma empresa concorrente estar blefando ou não.

Contudo, o desenho do leilão importa e pode favorecer, ou não, o conluio. Um Leilão Inglês é mais propenso ao conluio, pois os participantes podem sinalizar ao longo do leilão sua disposição à submissão de lances. Do mesmo modo que o leiloeiro aprende ao longo de um Leilão Inglês, os participantes também aprendem e podem utilizar isso para diminuir os pagamentos para o leiloeiro (KLEMPERER, 2001, p.831-832). Um Leilão de Primeiro Preço diminui a possibilidade de conluio, pois há um único lance e, por mais que ocorra comunicação, a chance de aprendizado e mudança de comportamento entre os participantes é menor.

A sequência em que se realizam os leilões também pode influenciar na possibilidade de conluio, pois os jogadores aprendem a jogar (KLEMPERER, 2001, p.841-843). Assim, um desenho que funciona bem em um primeiro leilão pode passar a funcionar mal em um segundo momento. Para isso, a solução é estudar o mercado e criar modelos híbridos que sejam aderentes a essa realidade. Um exemplo disso são os modelos *Anglo-Dutch*, que mesclam uma primeira fase ascendente clássica e uma última rodada com preço ao estilo holandês. Por fim, pode também influenciar na possibilidade de conluio os ganhos de escala adquiridos por participantes que já ganharam leilões prévios e que passam a aumentar o seu poder de mercado, como também restrições orçamentárias de participantes que também já venceram outros leilões e encontram dificuldades para fazerem pagamentos elevados ou que reflitam o valor de mercado ou, até mesmo, o valor que entende justo, mas não tem como fazer o pagamento, levando-o a buscar um conluio que seja mais barato do que pagar a sua real valoração ao leiloeiro.

Por fim, leilões eletrônicos pela internet, sem informar quais são os participantes quando existe uma competição mínima, ou leilões eletrônicos em salas privadas, sem comunicação no momento da submissão de lances, tendem a elevar a incerteza e a diminuir a possibilidade de conluio. Quanto maior for a quantidade de informações relacionadas à competição, maior tende a ser a chance de conluio. Por isso leilões presenciais com contato visual entre os participantes não são recomendados, uma vez que elevam a possibilidade de acordo entre os competidores.

2.5.4. *Desenho do tipo Anglo-Dutch*

O Leilão Inglês é defendido por permitir o *price discovery* e dar informações ao leiloeiro sobre o comportamento dos diversos participantes ao longo do leilão. Este mecanismo também permite diversas oportunidades de saída do leilão (uma por incremento de preço), o que diminui a chance de arrependimento e da maldição do vencedor. Os seus defensores também alegam a questão da eficiência e do vencedor pagar um valor considerado justo para a alocação do bem, dado que o pagamento do vencedor é levemente superior ao do segundo colocado (por questões práticas e operacionais), mas que conceitualmente significa o mesmo que o preço do segundo colocado, ou seja, é equivalente a um Leilão de Segundo Preço. O Leilão Holandês é defendido por sua simplicidade, por aparentemente aumentar os rendimentos do leiloeiro (desde que não seja um produto com valor puro, ou seja, nem o modelo VPI e o Teorema dos Rendimentos Equivalentes sejam aplicáveis), e por dificultar o conluio.

Klemperer (1998) defende a abordagem de um desenho híbrido chamado *Anglo-Dutch*. Para um certame com vários itens idênticos, a fase do tipo Leilão Inglês significa que o leiloeiro subirá o preço gradualmente até que o número de participantes seja o número de itens mais um. Nesse momento se encerra a fase do Leilão Inglês e inicia-se uma última rodada que é do formato Leilão Holandês, no qual cada participante submete um único lance, sendo os produtos alocados para os participantes que atribuíram maior valor. Nesse caso, sempre haverá um participante que perderá e não adquirirá nenhum produto. Alguns leilões de telefonia realizados na Europa no início da década de 2000 utilizaram esse mecanismo híbrido, como também a maioria dos leilões brasileiros de energia elétrica no contexto do MSEB-2004 no período 2004-2016.

2.5.5. Preços e Scoring Bids

A discussão teórica normalmente concentra-se nos participantes submetendo lances de preço e com o leiloeiro alocando os produtos em função desses preços submetidos. Porém o leiloeiro, por questões de mercado, técnicas ou de política, pode desejar alocar o produto não somente em função dos preços, mas, também, em função de certos atributos, o que o leva a transformar o lance de uma lógica puramente de preço para um índice, conhecido como *Scoring Bid*. O processo de criar o *Scoring Bid* é oneroso e normalmente envolve o desenvolvimento de uma metodologia prévia ao leilão, a qual deve ser divulgada amplamente para que todos os participantes entendam como funcionará o jogo. Alerta-se que essa metodologia pode ser contestada antes do leilão por empresas ou interessados que se sintam prejudicados pelas regras, seja porque a metodologia de *score* diminui sua possibilidade de vencer, seja porque atribui maiores ganhos a outros participantes.

Milgrom (2004) apresenta uma formalização para a preferência de um leiloeiro em organizar um certame com *Scoring Bids* ao invés de somente preços. Em um leilão em que cada participante i submete um lance b_i com alguns atributos não relacionados ao preço. O leiloeiro, por meio de uma metodologia estabelecida de *score*, determina que o vencedor é o participante i que tinha submetido o lance $b_i + \varepsilon_i$. Neste exemplo ε_i é independente do tipo do participante i . Assumindo que o leilão tenha N potencial participantes, cujos tipos estejam independentemente e uniformemente distribuídos entre $[0,1]$. O participante i com o perfil t tem o valor $v(t_i)$, o qual é função de v que é crescente e diferencial. Assumindo-se que este leilão é um Leilão Inglês ascendente usando *scores*, ao invés de preços, e com o participante i vencendo com um *Scoring Bid* $\hat{b}$, sendo que o preço que pagará é $\hat{b} - \varepsilon_i$. Logo, seu lucro é $v(t_i) + \varepsilon_i - \hat{b}$, e pode-se definir que o valor completo do participante i é $v(t_i) + \varepsilon_i$. Com F sendo uma distribuição de $v(t_i) + \varepsilon_i$, e supondo que esta distribuição é suavemente e estritamente crescente, com $w = F^{-1}$, sendo w a escolha preferencial. Desse modo, o pagamento total esperado entre o n participantes é a formulação (2.28) para com *Scoring Bids* e (29) para somente preço:

$$E[\max(v(t_1) + \varepsilon_1, \dots, v(t_n) + \varepsilon_n)] = n \int_0^1 s^{n-1} w(s) ds \quad (2.28)$$

$$E[\max(v(t_1), \dots, v(t_n))] = n \int_0^1 s^{n-1} v(s) ds \quad (2.29)$$

Teorema 5. Para todo $n > 1$, $\int_0^1 s^{n-1} w(s) ds > \int_0^1 s^{n-1} v(s) ds$. Assim, o valor esperado máximo entre o n participantes é maior com *Scoring Bids* do que somente com preço.

Prova. O valor máximo esperado é convexo e ao se introduzir os atributos expressos ε levam a uma maior percepção de valor do que somente o valor puro com os preços.

■

O conceito de *Scoring Bid* pode elevar o lucro dos participantes vencedores sem que prejudique a atribuição de valor do leiloeiro dado o aspecto multidimensional do processo. Os participantes que entendem que possuem atributos valiosos para o leiloeiro podem se sentir injustiçados e não participarem de um leilão baseado somente em preços. Por permitir uma comparação mais global dos atributos dos compradores e vendedores (dependendo do tipo de leilão), adotar uma metodologia de *Scoring Bids* pode aumentar a participação no leilão. No caso do SEB o que mais se aproxima do conceito de *Scoring Bid* é o ICB utilizado na competição dos produtos na modalidade disponibilidade, algo abordado no Capítulo 4.

2.5.6. Leilões de Multiunidades

A maior parte da teoria clássica sobre leilões se concentra na compra de um único item. Todavia, quando os produtos são heterogêneos ou os participantes desejam adquirir múltiplas unidades, surgem novos problemas. Milgrom (2004) destaca o problema de *matching* para quando os produtos não são idênticos, ou seja, para quem é alocado cada item. Outro ponto é o poder de mercado quando se busca adquirir múltiplas unidades de um mesmo item, pois os participantes podem reduzir os preços comprando poucos itens para depois se beneficiarem de preços mais baixos no futuro (redução de demanda). Quando existem participantes com grandes fatias do mercado pode haver um conluio organizado, o qual pode ser facilitado ou dificultado pelo desenho do leilão.

Os leilões de energia elétrica são normalmente classificados como leilões de multi-unidades, no qual os competidores buscam comprar várias unidades do mesmo produto, ou no caso de uma empresa de *Utility*, buscando comprar energia, realiza-se um leilão reverso. Considerando que os participantes de um mercado de energia elétrica são geralmente de grande porte devido a estrutura de mercado, os problemas de conluio podem causar sérias distorções de alocação e de preços.

Para leilões multi-unidades observa-se a tendência de se utilizar desenhos híbridos, nos quais vários elementos teóricos são estudados para diminuir o poder de mercado e a distorção que isto pode provocar.

2.5.7. *Leilões Combinatoriais*

Um dos aspectos que apresentaram sensível evolução teórica nos últimos anos são os leilões combinatoriais. Neste tipo de leilão os participantes submetem lances para pacotes de itens iguais, complementares ou similares. Um leiloeiro que esteja desejando conceder a exploração de aeroportos pode optar por aceitar lances individuais para cada aeroporto ou ainda aceitar uma combinação que englobe vários aeroportos, cabendo ao leiloeiro ordenar os lances e observar qual das combinações possíveis maximiza seus rendimentos. Da perspectiva do participante, um leilão combinatorial permitiria vender um pacote de produtos que na sua opinião maximizam seu valor percebido. Este maior valor atribuído ao pacote é fruto de diversos atributos deste pacote, com destaque para o ganho de escala, seja por questões de capital ou operacionais.

A principal resistência para o uso dos leilões combinatoriais está na sua complexidade de implementação, pois o algoritmo de determinação do vencedor pode não ser trivial. Em algumas situações é possível ocorrer empates que podem gerar controvérsias, especialmente se o leilão utilizar *Scoring Bids*. O desenho do leilão também pode ser um complicador, pois se houver múltiplas rodadas e o algoritmo for complexo haverá uma perda de dinâmica, o que pode gerar transtornos operacionais e um pior resultado final.

Os leilões combinatoriais são mais atrativos quando auxiliam os competidores a obterem o pacote ou combinação de produtos que desejam sem precisar adquirir itens que lhes são desnecessários. Porém o desafio está em desenvolver um desenho que seja de fácil entendimento para os participantes e em simplificar o problema combinatorial para que o algoritmo consiga ter um melhor desempenho que não prejudique o resultado do leilão.

2.5.8. *Leilões Reversos*

A discussão teórica apresentada abordou a ótica de um leiloeiro que era vendedor de um produto e buscava obter o máximo de receita possível e ter uma alocação eficiente do produto. Mas essa discussão é válida quando o leiloeiro deseja comprar um produto? Seria necessário

desenvolver todo um novo arcabouço teórico para contemplar as situações de um leilão de compra?

Apesar de um leilão de compra ter suas particularidades, o arcabouço teórico básico para um leilão reverso é o mesmo. No caso, o leiloeiro, ao invés de maximizar as receitas, espera minimizar o custo e os participantes, ao invés de tentar obter o lance pelo menor pagamento possível, tentam vender ao leiloeiro pela maior receita possível. Em outras palavras, conceitualmente, não se alteram os problemas e dilemas, apenas se invertem as relações, o que, matematicamente, pode ser tratado multiplicando os lances por -1 e considerando que, quanto mais próximo de 0 , maior é o lance. Os leilões de energia elétrica e de contratação de serviços públicos normalmente utilizam a lógica reversa e guardam as mesmas propriedades dos leilões de venda.

2.6. Conclusões

Neste capítulo apresentou-se uma seleção de tópicos da teoria de leilões visando a fornecer um arcabouço sólido para avaliar as experiências internacionais de leilões de energia elétrica, como também auxiliar na análise da experiência brasileira. Dada riqueza de propriedades, entender a teoria de leilões também auxilia na avaliação dos desenhos dos mercados de energia elétrica e os consequentes desdobramentos em temas como determinação de preços e poder de mercado. No entanto, destaca-se que esta seleção de tópicos não é exaustiva e não abrange a totalidade dos elementos teóricos sobre leilões.

Existem quatro desenhos principais de leilões: Inglês, Holandês, Primeiro Preço Envelope Fechado e Segundo Preço Envelope Fechado. O Leilão Inglês é ascendente e o produto é alocado para o participante que permanecer até o final, após o preço ser incrementado pelo leiloeiro repetidas vezes. O Leilão Holandês começa com um preço elevado e o leiloeiro reduz o preço até que um participante aceite o preço apresentado. O Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado consiste em todos os participantes apresentarem um único lance ao leiloeiro e vence o produto aquele que apresentou o maior lance. O Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado consiste na mesma mecânica de apresentar um único lance com o produto alocado ao participante que apresentou o maior lance, porém o participante paga o segundo maior lance. Apesar das diferenças, existem equivalências conceituais entre os desenhos dos leilões considerando o modelo VPI, observando a equivalência entre o Leilão Inglês e o Leilão de Segundo Preço Envelope Fechado e entre o Leilão Holandês e o Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado.

O leilão de Vickrey (1961, 1962) apresenta importantes propriedades, as quais foram teoricamente estressadas e evoluídas por Clarke (1971) e Groves (1973) resultando no Mecanismo VCG, o qual analisa o custo social de um participante e a alocação de diversos produtos, inclusive aqueles de natureza pública. Vickrey (1962) também contribuiu com o clássico Teorema dos Rendimentos Equivalentes, o qual concluiu que, em um modelo VPI com agentes neutros ao risco, os quatro principais desenhos apresentam os mesmos rendimentos. Tanto o Mecanismo VCG quanto o Teorema dos Rendimentos Equivalentes são considerados *benchmark* para analisar os diversos elementos teóricos e práticos dos leilões.

Normalmente a teoria considera o modelo VPI e que os participantes do leilão são neutros ao risco, o que na prática pode não ocorrer e dificultar a análise. Os participantes de um leilão possuem diversas atitudes em relação ao risco. O que define a atitude de risco de um participante é a sua preferência entre um pagamento certo e um jogo com um mesmo valor esperado. Assim, os agentes que são neutros são indiferentes, os agentes avessos ao risco preferem o que é certo e conhecido e os agentes agressivos preferem jogar. Contudo, um leiloeiro possui diversas preocupações no momento de organizar um leilão, destacando o estímulo à entrada, preço de reserva, conluio e desenho.

Estimular a entrada é positivo no sentido de aumentar a concorrência e maximizar os resultados do leiloeiro. Porém, se entrarem participantes que não honrem os seus lances, podem ocorrer sérios problemas, em especial se envolver bens públicos. Assim, é necessário ter um equilíbrio entre o estímulo à entrada e eventuais avaliações (que, inclusive, podem envolver pagamento monetário) sobre os participantes. Um outro elemento teórico relevante é o preço de reserva que, simplificadamente, seria o preço de indiferença entre vender ou não o bem. Um preço de reserva muito baixo permite uma maior participação e o oposto também é válido, observando que o preço de reserva, por si só, já é uma simulação da competição. Em geral, a questão da competição e o seu efeito sobre os rendimentos do leiloeiro é central na organização de um leilão, pois os participantes podem realizar um conluio para comprar um bem a um preço mais baixo, dado seu poder de mercado. Por isso é importante que o leiloeiro dedique uma atenção especial na análise do mercado e, conseqüentemente, no desenho do leilão que pode inclusive utilizar desenhos híbridos, com destaque para o *Anglo-Dutch*. Esta abordagem alternativa também pode ser necessária para o mecanismo de classificação dos lances, o qual pode levar em conta, também, os atributos não diretamente revelados pelo preço, o que é denominado *Scoring Bids*. A metodologia de *Scoring Bids* tende a agradar os participantes, pois atribui valor a características que eles entendem como especiais e singulares.

Todavia, a maior parte da teoria de leilões considera um único e simples produto em negociação, o que se mostra insuficiente com os desafios que estão se observando nos últimos anos. Assim, estão evoluindo rapidamente os estudos sobre leilões de multi-unidades e leilões combinatoriais.

Leilões de multiunidades são certames que envolvem a venda de vários produtos iguais, o que levanta novamente questões como poder de mercado, dado que os compradores, se relevantes em tamanho, podem reduzir a demanda para comprar o produto por um preço mais baixo. Novamente o uso de desenhos híbridos pode mitigar o problema de concentração de mercado.

Os leilões combinatoriais estão normalmente associados a produtos complementares ou produtos similares que são leiloados em conjunto e cuja alocação em pacotes pode ser mais eficiente. Embora conceitualmente elegantes, os leilões combinatoriais são mais difíceis de serem implementados, dada questão algorítmica e computacional, que pode refletir na dinâmica e no resultado final.

A abordagem clássica sobre leilões contempla um leiloeiro que deseja vender um produto e maximizar a sua receita e os competidores disputando este produto e tentando minimizar seus pagamentos. Contudo, toda a discussão conceitual e teórica realizada para os leilões de venda também se aplica para os leilões reversos, no qual o leiloeiro é um comprador que tenta minimizar seus pagamentos e os participantes são vendedores que procuram maximizar suas receitas, observando que a modelagem matemática basta contemplar a multiplicação dos lances por -1 e que quanto mais próximo de 0 maior é o lance.

Após esta seleção de tópicos teóricos sobre leilões questiona-se: qual a aplicabilidade desses conceitos no desenho de leilões de energia elétrica? Esses conceitos são utilizados internacionalmente ou somente por alguns países? A teoria permite avaliar a eficiência e consistência dos leilões realizados internacionalmente e no Brasil?

Os próximos dois capítulos buscam responder estes questionamentos, discutindo a consistência e aplicabilidade dos elementos teóricos nos leilões de energia elétrica realizados internacionalmente.

Capítulo 3 - Leilões de energia elétrica: A experiência internacional

3.1. Introdução

Objetivo deste capítulo é apresentar a experiência internacional na realização de leilões de energia elétrica, identificando os principais tipos e relacionando-os, quando possível, com os conceitos teóricos apresentados no Capítulo 2. A estrutura de análise é influenciada pela proposta apresentada em Maurer & Barroso (2011), IRENA (2015) e Mazzi & Rech (2015). Destaca-se que os leilões de energia elétrica estão se transformando em uma importante ferramenta para os formuladores de política e para os participantes do mercado como instrumento de introdução e promoção de novas tecnologias, tais como solar fotovoltaica (solar PV) e eólica, como também para a construção de projetos estratégicos, expansão da geração, retenção de usinas já existentes, operação dos sistemas em tempo real e instrumentos financeiros.

Este capítulo inicia-se com uma descrição dos principais desenhos de leilão utilizados para energia elétrica. Na sequência, está uma classificação e tipificação das experiências adotadas pelos países, os quais utilizam-se da estrutura de Maurer & Barroso (2011) com a atualização das práticas utilizadas até 2017, destacando-se que, em alguns países, os leilões funcionam como principal instrumento de alocação, enquanto, em outros países, o uso é específico para a introdução de uma nova tecnologia. Ainda em outros, os leilões são um mecanismo inicial na constituição de um ambiente de mercado. Após essas duas seções, são apresentadas as experiências dos EUA, Europa e América Latina, além de menções mais panorâmicas da Ásia e África. Verifica-se, ao se analisar o contexto internacional, que existem as mais variadas experiências relacionadas a desenho, estrutura regulatória, operacionalização, garantias financeiras e penalidades. Alguns países centram o foco na estrutura regulatória e no entorno do leilão (contratos, garantias financeiras e penalidades), sendo dedicada pouca atenção ao mecanismo de submissão de lances. Também há experiências extremamente concentradas no mecanismo de submissão de lances e no desenho do leilão, enquanto o desenho de mercado é deixado em segundo plano. Nesse sentido, cabe destacar que um leilão com um bom desenho e bem organizado pode auxiliar no desenvolvimento do mercado, porém não é capaz de solucionar sozinho um desenho de mercado problemático.

Uma limitação deste capítulo é justamente a questão do desenho de mercado, tema que será tratado na segunda parte deste trabalho. Ao longo do capítulo, são mencionados o contexto

e as principais características do desenho de mercado em que o leilão está inserido. Contudo a análise teórica e crítica sobre desenhos de mercado é realizada nos Capítulos 5, 6 e 7. Também não é apresentada uma coletânea de resultados dos leilões realizados nos outros países, tanto pela limitação de espaço, quanto pelo enfoque deste capítulo, que é o mecanismo e como este é utilizado, ocorrendo apenas, quando necessária, a menção de alguns resultados relevantes. Outra limitação importante é que a experiência brasileira só é mencionada quando extremamente fundamental, pois essa experiência é objeto de análise extensiva, incluindo os resultados, no Capítulo 4.

Observa-se que, nos últimos anos, estão ganhando relevância os leilões de capacidade visando à segurança do suprimento, algo que era de certo modo desprezado pelos países que atribuíam um peso expressivo para os leilões para operação do tempo real (*day-ahead* e *intra-day*) e que confiavam que o sinal de preços destes leilões seria um elemento quase que suficiente para indução de investimentos na expansão da geração. Por fim, a conclusão sintetiza as experiências internacionais e provoca a análise dos *trade-offs* enfrentados, fazendo uma conexão para a discussão da experiência brasileira no Capítulo 4.

3.2. Diferentes tipos de desenho de leilões utilizados

3.2.1. Introdução

Ao longo do capítulo 2 foi apresentada uma seleção de tópicos sobre a teoria de leilões, destacando os diferentes desenhos, o Mecanismo VCG, o Teorema dos Rendimentos Equivalentes e conluio. Assim, ao se analisar os conceitos teóricos apresentados e a prática nos diversos países, questiona-se: o que, da teoria de leilões, é utilizado para energia elétrica?

Buscando responder essa questão, essa seção é dedicada a apresentar quais tipos de desenhos e tópicos teóricos que são verificados na experiência internacional. Ressalta-se que o uso de leilões para energia elétrica começou a ganhar espaço importante com o processo de desregulamentação americano iniciado no final da década de 1970, se intensificando com a ampla abertura competitiva que se promoveu na maioria dos mercados de energia elétrica dos países desenvolvidos, ao longo da década de 1990.

Atualmente leilões são utilizados em diferentes países como mecanismos competitivos para alocar os recursos disponíveis com a demanda por energia elétrica. Uma característica interessante dos leilões de energia elétrica é que são do tipo multiunidades e, em vários países, utilizam a lógica reversa (menor preço). Note-se que, devido à energia elétrica ser um produto

multiunidades, questões como conluio ganham relevância, demandando especial atenção quanto ao desenho do certame para mitigar esse problema. Internacionalmente os desenhos de leilões mais utilizados, apresentados nesta seção, são: (i) Envelope fechado; (ii) *Clock* dinâmico descendente; (iii) Híbrido; (iv) Combinatorial; e (v) Duplo lado.

3.2.2. *Envelope Fechado*

O Leilão de Envelope Fechado consiste na submissão de um único lance ao leiloeiro, simultaneamente por todos os participantes. Não é permitido arrependimento nem a submissão de um novo lance, ou aprender com o comportamento dos demais participantes. Esse tipo de leilão é normalmente utilizado para um único produto, o que, no caso de energia elétrica, seria a licitação integral de um projeto de uma usina hidroelétrica, linha de transmissão ou empresa de distribuição. Normalmente não é utilizado para montantes de energia elétrica, que são leilões do tipo multiunidades, sendo que isso se deve à complexidade da agregação em tempo real de diversas ofertas e preços para identificar o ponto e o preço de atendimento da demanda.

Para os mercados de energia elétrica (usina específica, linha de transmissão ou distribuidora) é comum a utilização do formato Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, ou seja, o melhor lance vence o certame. O objetivo, na maioria dos países, é adquirir energia elétrica pelo menor preço possível. Logo, o melhor lance significa que o participante ofertou o menor preço³¹. Quando se está licitando uma nova usina, o menor lance seria do participante que pediu o menor preço para produzir energia elétrica, sendo este, normalmente, o responsável por construir a usina. No caso de linhas de transmissão, significa que o vencedor é o participante que exigiu a menor receita para construir a linha e deixá-la disponível para utilização, conforme índices de disponibilidades indicados no momento da licitação.

Se esse formato for utilizado para montantes de energia elétrica (multiunidades), pode-se adotar o pagamento de preço discriminatório (*pay-as-bid*) ou uniforme (*market clearing price*). Um preço discriminatório significa que cada participante que venceu o leilão receberá exatamente o lance submetido, não havendo excedente do produtor ou renda inframarginal. Em contrapartida, o pagamento de um preço uniforme significa que todos os participantes que venceram o leilão receberão o preço do último participante necessário para atender a demanda.

³¹ Exceto em contexto em que o país ou Estado deseja auferir receitas e leiloa o direito de exploração ou a concessão pelo maior ágio. Alerta-se que não é possível, segundo a análise tradicional da teoria de regulação, auferir, simultaneamente, o menor valor de tarifa e o maior ágio, sendo necessário que o formulador de política e o regulador realizem escolhas, o que é também conhecido como *trade-offs*.

Nesse caso há renda inframarginal, dado que cada participante vencedor receberá um preço igual ou maior do que o lance submetido.

Figura 3.1 – Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado de Usina Hidroelétrica

Fonte: Elaborado pelo autor

Não é comum a utilização do desenho Leilão de Envelope Fechado de Segundo Preço, porém é interessante observar que, apesar da equivalência, o Leilão do Tipo Inglês é, muitas vezes, utilizado para energia elétrica.

Figura 3.2 – Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado para Energia Elétrica

Fonte: Elaborado pelo autor

As principais vantagens de um Leilão de Envelope Fechado são a simplicidade (tanto de organização quanto de entendimento) e a maximização do resultado do leiloeiro,

considerando que o produto possui valor comum, ou quase comum, e que os participantes são avessos ao risco. As principais desvantagens de um Leilão de Envelope Fechado são a possibilidade de maldição do vencedor, dado que não há oportunidade de se aprender ao longo do leilão sobre a valoração do bem com os demais participantes ou, ainda, de o leiloeiro não obter *price discovery*, algo que pode ser relevante quando se está introduzindo uma nova tecnologia.

3.2.3. *Clock dinâmico descendente*

O Leilão *clock* dinâmico descendente³² é um desenho dinâmico no qual o preço é definido após múltiplas rodadas. O leiloeiro inicia o leilão com um preço inicial, geralmente alto para atrair competidores. Solicita-se que os participantes submetam lances de quantidade de energia elétrica que desejam fornecer ao preço inicial. Caso a oferta total desta primeira rodada seja superior à quantidade demandada, o leiloeiro promoverá uma nova rodada; caso contrário, o leilão é encerrado ao preço inicial e compra-se a quantidade de energia ofertada. Na hipótese de a oferta da primeira rodada ser superior à demanda, o leiloeiro reduz o preço e solicita que os participantes submetam um novo lance de quantidade a esse novo preço. Este processo continua sucessivamente até a rodada em que, ao final, a quantidade total ofertada pelos participantes seja inferior à quantidade demandada. Nesse caso, o leilão retorna para posição da penúltima rodada e é encerrado ao preço da penúltima rodada.

Algumas discussões práticas e teóricas são necessárias nesse tipo de leilão. A primeira é a definição do preço inicial, dado que este pode atrair ou afastar competidores. Em situações nas quais o leiloeiro sabe que existe pouca competição, a definição de um preço inicial muito baixo pode levar a um leilão vazio ou com uma competição menor ainda (poucos participantes). Um leilão com preço inicial muito alto, em uma situação já conhecida de pouca competição, a qual não será afetada por um preço mais alto, leva a uma sobrerenda aos vencedores. Em um cenário no qual há relativa competição, um preço inicial mais alto pode atrair mais competidores e fazer com que o preço se reduza mais do que estipular um preço inicial baixo que afastaria algumas empresas de participarem do leilão. Em outras palavras, a definição do preço inicial pode simular a introdução ou a retirada de competidores, como destacado na Teoria de Leilões do Capítulo 2.

³² O termo utilizado na literatura internacional é *descending clock auction*.

Figura 3.3 – Leilão de Rodadas (Clock) Descendente

Fonte: Elaborado pelo autor

Uma segunda discussão em um leilão de rodadas é o decremento (redução de preços) entre as rodadas. Essa redução pode ser um valor fixo, em unidades monetárias ou percentuais, ou uma formulação matemática que considere a oferta e a demanda. Se a opção for um decremento fixo em unidades monetárias, significa que o decremento se eleva em termos relativos ao longo das rodadas em um leilão decrescente, pois, para um preço menor, mantém-se a mesma redução em termos monetários. Ao optar-se por um decremento fixo em percentual, significa que, em termos relativos, a redução se mantém, porém é decrescente em termos monetários, dado que o percentual de decremento é aplicado sobre um valor menor. Por fim, caso o leiloeiro opte por uma formulação matemática, esta poderá acompanhar os parâmetros e objetivos do leiloeiro de forma dinâmica aos lances submetidos, algo que é positivo. Contudo, uma formulação matemática para o decremento apresenta como pontos de atenção a discussão e a definição desses parâmetros pelo leiloeiro e a possibilidade de os participantes descobrirem a demanda utilizando a formulação e os dados das rodadas.

O terceiro ponto é o poder de mercado dos vendedores. Como o certame de energia elétrica é, normalmente, multiunidades, um participante com uma grande quantidade de venda, e que conhece bem a estrutura de mercado, pode jogar contra o leiloeiro, retirando uma grande quantidade de lotes de uma única vez para forçar a parada do leilão em um ponto mais alto, maximizando suas receitas. Um modo de tentar mitigar isso é colocar uma regra que o vendedor só define a quantidade de venda na primeira rodada e, nas demais rodadas, só pode permanecer

ou sair ao preço estipulado pelo leiloeiro para a rodada, observando que um participante que é conservador preferirá continuar no certame³³.

O quarto ponto a ser ressaltado em um leilão de rodadas é uma questão prática: o tempo de duração do leilão. O leilão pode ser longo se a competição for acirrada e/ou o decremento for reduzido por rodada. Como o final do leilão depende do nível de competição dos participantes, definir o tempo de cada rodada e o decremento ganha extrema relevância.

Se o tempo da rodada for muito curto, aumenta-se a pressão sobre os participantes e pode levá-los a cometer erros de avaliação. Se o tempo da rodada for muito longo, o certame pode levar muitas horas e ser cansativo para os que acompanham os resultados, os quais, dependendo do mercado, podem afetar o desempenho das ações de empresas no mercado de capitais. Relativamente ao decremento, um valor elevado leva o leilão a ser mais rápido, porém atenua o *price discovery*. Por outro lado, um decremento muito baixo pode fazer com que o leilão seja muito longo sem acrescentar muitas informações ao leiloeiro.

Sintetizando: um leilão por rodadas (*clock*) descendente tem como vantagens a mitigação da maldição do vencedor e o *price discovery*. Como desvantagens, tem-se sua maior complexidade e o eventual exercício do poder de mercado.

3.2.4. Híbrido

Em algumas situações, o leiloeiro pode optar por utilizar um formato híbrido de desenho de leilão e, normalmente, isso está associado às condições de competição e aos objetivos que se tem com o certame (minimizar custos, evitar maldição do vencedor, introduzir ou descobrir o preço de uma nova tecnologia). As duas soluções mais comuns são: (i) rodadas descendentes (*clock*) e uma última rodada discriminatória (*pay-as-bid*); e (ii) primeiro preço envelope fechado com rodadas contínuas.

³³ Cabe esclarecer que a questão do risco do participante do ponto, de vista teórico, é contraintuitiva à sabedoria popular, pois a análise teórica considera agressivo aquele participante que prefere jogar contra o leiloeiro e arriscar ficar sem vender ou comprar o bem, enquanto os leiloeiros de energia elétrica consideram agressivos os participantes que reduzem expressivamente o preço. Considerando a análise teórica, um participante que permanece no certame com reduções de preço expressivas é considerado conservador, pois ele não quer correr o risco de ficar sem vender, enquanto que, em uma dimensão meramente financeira ou de compra, ele é agressivo por aceitar reduções de preço.

3.2.4.1. Rodadas Descendentes (*clock*) e uma Rodada Discriminatória (*pay-as-bid*)

Um leilão com rodadas descendentes (*clock*) e uma rodada discriminatória (*pay-as-bid*) também é conhecido como um leilão do formato *Anglo-Dutch*. Conforme apresentado no Capítulo 2, mas agora em uma lógica reversa. O leiloeiro inicia o leilão com rodadas descendentes e reduz o preço a cada rodada até atingir um nível de oferta que seja inferior à demanda com um inflator. No momento em que a oferta for inferior a esta demanda inflada, o leilão retornará para a posição da penúltima rodada e classificará todos os participantes dessa penúltima rodada para uma última rodada discriminatória (*pay-as-bid*). Nesta rodada discriminatória, cada participante submete um lance de preço para a quantidade de energia elétrica ofertada na penúltima rodada, e esse preço deve ser menor ou igual ao seu preço de classificação. Após a submissão de todos os lances, o leiloeiro ordena-os do valor mais baixo para o mais alto, consagrando-se vencedores os lances necessários até o atendimento da demanda, sendo que cada vendedor recebe exatamente o seu lance.

Um ponto interessante em um leilão híbrido desse tipo é que, para efeito de comparação ao longo das rodadas, utiliza-se uma demanda inflada ao invés da demanda pura. O motivo disso é classificar para a rodada discriminatória uma quantidade superior à necessária para atendimento das necessidades do comprador e, conseqüentemente, estimular a competição. Se o montante classificado para rodada discriminatória fosse igual à quantidade demandada, o vendedor não teria estímulo competitivo para reduzir os preços.

Figura 3.4 – Leilão Híbrido do tipo Anglo-Dutch

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Rego & Parente (2013)

3.2.4.2. Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado com Rodadas Contínuas

O formato híbrido Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado com Rodadas Contínuas é basicamente o oposto do anterior e poderia ser chamado de *Dutch-Anglo*. O mecanismo consiste em uma primeira fase clássica do tipo envelope fechado, na qual todos os participantes submetem um único lance de preço e o leiloeiro ordena-os do valor mais baixo para o valor mais alto. Se em comparação ao lance mais baixo, acrescido de um inflator percentual, não houver nenhum lance, o lance mais baixo é o vencedor. Contudo, se nesse intervalo de valor houver mais lances, todos os lances do intervalo são classificados para uma segunda fase com rodadas contínuas. Nesta segunda fase, o participante classificado com o lance mais baixo é considerado o vencedor provisório e todos os demais participantes que estiverem com a situação provisória de perdedores podem tentar vencer ao submeter um lance de valor mais baixo do que o vencedor provisório, obedecendo um decremento mínimo. Essa dinâmica é contínua, até que, em um dado período de tempo determinado previamente pelo leiloeiro, ninguém submeta lances e o leilão, assim, é encerrado, com o participante de lance mais baixo sagrando-se o vencedor. Esse tipo de desenho é mais comum para leilões de novas usinas e linhas de transmissão do que para leilões de venda direta de energia elétrica no formato multiunidades.

Figura 3.5 – Leilão Híbrido - Envelope Fechado e Rodadas Contínuas

Fonte: Elaborado pelo autor

A principal vantagem de se utilizar um formato híbrido, seja do tipo rodadas descendente com rodada discriminatória, seja leilão de primeiro preço envelope fechado com

rodadas contínuas, é a flexibilidade de adequar o certame à necessidade e ao contexto do mercado e do produto. A principal desvantagem de um formato híbrido é a sua complexidade em relação aos desenhos mais convencionais.

3.2.5. *Combinatorial*

Um leilão do tipo combinatorial pode ser realizado quando os itens em disputa são complementares ou permitem ganhos de escala para os vencedores. Analisando o caso de energia elétrica, um leilão combinatorial pode ser realizado para uma linha de transmissão combinada com um projeto de uma usina ou um conjunto de usinas. Esse desenho também pode ser utilizado em uma mesma cascata em que seja possível construir diversas usinas e, eventualmente, possa ser mais vantajoso que um único participante ganhe as diversas usinas do que cada participante vença uma.

Em um leilão combinatorial o leiloeiro pode permitir que os participantes submetam lances individuais ou em pacotes. Ao término da submissão dos lances, o leiloeiro deverá analisar todas as combinações de lances possíveis e escolher aquela que minimize o custo da energia elétrica. Por exemplo, em um leilão de uma linha de transmissão combinada com uma usina, devem ser analisados todos os lances individuais para usina e para linha de transmissão e depois os lances conjuntos e determinar se é preferível alocar a usina e a linha de transmissão para os melhores lances individuais ou se é melhor alocar para um participante que submeteu um lance para o conjunto. O mesmo se aplicaria para usinas em uma mesma cascata, ou seja, é necessário analisar se é melhor alocar as diversas usinas para um único participante ou para diversos participantes. Aparentemente é simples, porém o problema pode se tornar mais complexo de ser solucionado quando são possíveis combinações de subgrupos, ou seja, um participante deseja adquirir parte das usinas de uma cascata, enquanto um outro deseja adquirir todas as usinas e diversos outros submetem lances individuais para usinas que desejam.

Os leilões combinatoriais são elegantes na modelagem matemática, são consistentes do ponto de vista acadêmico e permitem ganhos sensíveis de escala e de otimização da alocação dos produtos (SHOHAM & LEYTON-BROWN, 2009). Porém são complexos computacionalmente para serem implementados e podem implicar diversas dificuldades práticas. A definição e modelagem do problema pode ser não linear, levando a mais de uma solução ótima, o que pode se tornar um problema jurídico na definição dos vencedores. Outro ponto é o tempo de processamento, pois, dependendo do número de lances e da complexidade do problema, o resultado pode demorar a ser divulgado e difícil de ser explicado. Entende-se

que sua aplicação em energia elétrica pode ser muito útil, especialmente em situações que envolvam geração e transmissão, porém necessita-se ainda de estudos e aprimoramentos. Alguns países utilizam abordagens simplificadas da lógica combinatorial, especialmente em leilões de usinas em uma mesma cascata³⁴.

3.2.6. *Duplo Lado*

Em um leilão de duplo lado, tanto os vendedores quanto os compradores submetem lances, não se classificando como um leilão reverso, ao contrário dos demais desenhos. Este desenho permite que a demanda participe ativamente na formação do preço do mercado e introduz a discussão da elasticidade da demanda. Em um leilão clássico do tipo rodadas descendentes, por exemplo, a demanda é considerada inelástica ao longo do certame.

A mecânica de um leilão de duplo lado consiste na submissão de lances com quantidades e preços por parte dos vendedores e compradores. As curvas de oferta e demanda são formadas utilizando-se da lógica microeconômica de mercados competitivos, na qual o ponto em que as duas curvas se tocam é o ponto de equilíbrio e o preço de mercado (ou *marketing clearing price*)³⁵. Normalmente se estabelece um horário limite para submissão e alteração dos lances, o qual é conhecido como *closing gate*. Depois desse horário, os lances são organizados e todos os ofertantes com preços iguais ou inferiores ao preço de equilíbrio são considerados vendedores, e todos os demandantes com preços iguais ou maiores ao preço de equilíbrio são considerados compradores.

Uma outra abordagem para o leilão de duplo lado é a *Continuous Trading*, no qual vendedores e compradores submetem lances de quantidade e preço e as negociações são realizadas imediatamente quando se obtém *matches*. Em outras palavras, quando uma oferta de compra tem um preço mais alto ou igual a uma oferta de venda, existe o fechamento imediato de uma transação, e o mesmo ocorre quando uma oferta de venda é inserida com preço mais baixo ou igual a uma oferta de compra. Esta abordagem é extremamente dinâmica e muito útil em leilões para prazos muito perto do fechamento das operações, porém torna o preço mais volátil.

³⁴ O Brasil tem utilizado algumas experiências simplificadas de pacotes para usinas cujas concessões venceram e estão sendo novamente leiloadas, porém esse é um tópico de aprimoramento dado que, em aspectos críticos como a transmissão e geração, ainda não é utilizada essa abordagem.

³⁵ Ao longo do trabalho, a expressão *marketing clearing price* não será abreviada para se evitar confusão de entendimento, pois, no contexto do SEB, a sigla MCP é conhecida como Mercado de Curto Prazo.

Figura 3.6 – Leilão de Duplo Lado

Fonte: Elaborado pelo autor

Geralmente um leilão de duplo lado é utilizado no despacho das usinas e na negociação bilateral em Bolsas de Energia, não sendo uma abordagem usual em leilões de compra de energia elétrica por um comprador centralizado. A adoção de um leilão de duplo lado é mais comum em países com Desenho de Mercado avançado, pois, especialmente na operação do sistema, pode significar que uma demanda não está disposta a pagar um preço mais alto, logo não seria atendida³⁶, o que é politicamente sensível na América Latina.

Contudo, um leilão de duplo lado pode ser muito eficiente para controlar o poder de mercado, tanto dos vendedores, quanto dos compradores, e maximizar o bem-estar social. Em situações nas quais a oferta de energia elétrica está pressionada, plantas mais ineficientes são despachadas e irão formar o preço de fechamento do mercado, ou seja, formam o *marketing clearing price*. Em contrapartida, a demanda, ao perceber a elevação do preço, pode optar por responder reduzindo o seu consumo e forçar uma redução do preço, evitando que sistematicamente sejam despachadas usinas mais ineficientes para atendimento da demanda, diminuindo, assim, o custo de operação do sistema. Todavia, um ponto de atenção desse desenho de leilão é que exige um desenho de mercado mais sofisticado para compatibilizar os resultados comerciais e o despacho físico, além de verificar se a demanda que não deveria ser atendida pelo desenho do certame não incorreu consumo no tempo real, o que, nesta situação, leva os demandantes a arcarem com os custos adicionais incorridos pelo Operador do Sistema para atendê-los.

³⁶ Na prática, a demanda seria atendida, mas pagaria todos os encargos que ela ensejou para a operação do sistema, considerando os aspectos teóricos introduzidos no Capítulo 2, no qual o agente que piora a alocação da sociedade é o responsável por arcar com esses custos.

3.2.7. Sumário dos diferentes desenhos de leilões de energia elétrica

Considerando a seção 3.2. e Maurer & Barroso (2011), apresenta-se na Tabela 4 um sumário dos diferentes desenhos de leilões de energia elétrica.

Tabela 3.1 – Desenhos de leilões de energia elétrica

	Itens	Vantagem	Desvantagem
Primeiro Preço Envelope Fechado	Concessão de usinas, linhas de transmissão e áreas de distribuição	Simplicidade, facilidade de implementação	Não há <i>price discovery</i> , maior probabilidade de maldição do vencedor
Rodadas (Clock) descendente	Contratos de energia elétrica	<i>Price discovery</i> , adequado para multi-unidades e produtos simultâneos	Possibilidade de conluio, parece mais complexo
Híbrido (Rodadas descendentes e rodada discriminatória)	Contratos de energia elétrica	Bom <i>price discovery</i> , adequado para multi-unidades e produtos simultâneos, permite maiores reduções de preços	Maior complexidade
Híbrido (Envelope fechado e rodadas contínuas)	Concessão de usinas, linhas de transmissão e áreas de distribuição	Mitiga parte da maldição do vencedor, permite maiores reduções de preços	Possibilidade de conluio, não há <i>price discovery</i>
Combinatorial	Produtos complementares ou com ganhos de escala	Ganhos de escala, otimização	Complexidade e dificuldade de implementação
Duplo Lado	Operação dos sistemas elétricos e negociação próxima ao despacho	Maximiza o bem-estar, mitiga poder de mercado	Complexidade e menos familiar para a demanda

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Maurer & Barroso (2011)

3.3. Classificando as experiências dos países

3.3.1. Introdução

Nesta seção, utilizando-se da proposta de Maurer & Barroso (2011), é apresentada uma classificação da experiência internacional em leilões de energia elétrica por duas óticas. A primeira ótica seria abordar os objetivos dos leilões em mercados com diferentes estágios de desenvolvimento; a segunda; abordaria os leilões conforme suas especificidades no esquema de contratação (centralizado ou pulverizado) e no incentivo, ou não, a tecnologias específicas.

Analizando sob a ótica do estágio de desenvolvimento, observa-se que os países estão em estágios muito diferentes de desenvolvimento de mercado. Logo, utilizam leilões com diferentes objetivos. A seguir, estão os principais objetivos para a utilização de leilões:

- atrair nova capacidade de geração para elevar a segurança de suprimento³⁷ ;
- reter ou substituir a capacidade existente de geração;
- operar o sistema elétrico (*day-ahead* e *intra-day auctions*);
- atrair novos competidores visando diminuir o poder de mercado.

3.3.2. *Atrair nova capacidade de geração e elevar a segurança do suprimento*

Os países que utilizam leilões com este objetivo entendem que os estímulos do preço do mercado à vista, normalmente o *preço spot*, não é suficiente para atrair investimentos na expansão da geração. Países com problemas de *funding* para infra-estrutura e/ou crescimento rápido no consumo também utilizam leilões para evitar que ocorra escassez de capacidade, contratando novas usinas para entrada em suprimento nos anos subsequentes³⁸.

3.3.3. *Reter ou substituir a capacidade existente de geração*

Leilões também são utilizados para evitar que alguns investidores desativem suas usinas, especialmente se estas são estratégicas para suprimento, seja por questões da própria geração da energia elétrica, seja por questões de custos e/ou preços mais baixos³⁹. Em outros casos, visando a estimular a substituição de plantas obsoletas ou ambientalmente perigosas, os países promovem leilões para inserir uma planta em substituição a que será desativada.

3.3.4. *Operar o sistema elétrico (day-ahead e intra-day auctions)*

Normalmente, nos mercados de energia elétrica mais competitivos, existe a presença de leilões para o dia seguinte (*day-ahead*) e leilões dentro do dia (*intra-day*), promovidos pelo Operador do Sistema ou por uma bolsa de energia elétrica. Nesses mercados, os modelos computacionais utilizados pelos operadores são para organização das ofertas de preço submetidas e para a definição da ordem de mérito.

³⁷ Isto é conhecido na literatura internacional como *Supply Adequacy*.

³⁸ É necessário que isso seja analisado no conceito da Teoria de Desenho de Mercado de Energia Elétrica, a qual é apresentada no capítulo 5, com especial destaque para a opção por se criar um Mercado de Capacidade e/ou Confiabilidade.

³⁹ Novamente se apresenta a questão de um mecanismo de capacidade ou Confiabilidade para se obter a segurança do suprimento.

3.3.5. *Atrair novos competidores visando a diminuir o poder de mercado*

Alguns países utilizam leilões para diminuir o poder de mercado, os quais são conhecidos como leilões de *Virtual Power Plants* (VPP)⁴⁰. Os leilões VPP são normalmente utilizados em mercados com alto grau de concentração, nos quais parte da produção ou do direito de comercialização de uma determinada usina é vendida para novos entrantes, visando a aumentar a competição e diminuir a barreira de entrada. Em outras palavras, o proprietário da usina e a responsabilidade de operação física continuam sendo da empresa que está no mercado e que normalmente possui uma alta participação percentual, porém a operação comercial é de um novo participante, o que também auxilia no processo de liquidez.

3.3.6. *Considerações Gerais*

A Figura 3.7 sintetiza os diferentes objetivos pelos quais um país promove um leilão de energia elétrica e o grau de desenvolvimento relacionado à competição. Destaca-se que, por razões de espaço e concisão, são elencados apenas alguns países selecionados.

Analisando a experiência internacional sob a ótica das especificidades do esquema de contratação, verifica-se que alguns países procuram promover algumas tecnologias (renováveis é o mais comum), enquanto outros países realizam leilões com todas as tecnologias disponíveis, incluindo recursos da demanda. Além disso, o desenho do leilão geralmente reflete algumas especificidades do desenho de mercado, especialmente no modo de contratação.

Países com mercados com maior grau de competitividade normalmente utilizam um esquema de contratação pulverizado, mesmo que o certame seja organizado centralizadamente⁴¹. Países com menor competição tendem a usar um esquema de contratação centralizado, ou seja, não apenas o leilão é organizado centralizadamente, mas os contratos são celebrados com uma entidade central.

⁴⁰ O conceito de VPP – Virtual Power Plant também se aplica hoje em dia a instalações em nível de sistema de distribuição (Geração Distribuída), em que um Agente, chamado de Comercializador Agregador, compra os direitos de operação e comercialização de instalações eventualmente situadas em locais fisicamente distintos e vende uma produção de energia ao Operador de Distribuição (DSO – Distribution System Operator) nos momentos em que seja importante para o sistema, respondendo, em geral, a sinais de preço. Essas instalações podem ser compostas por mini centrais eólicas, plantas fotovoltaicas, cogeração a gás natural e, também, facilidades de armazenamento.

⁴¹ Exceção deve ser feita para leilões voltados para operação do sistema em países que utilizam despacho no formato *loose pool*, pois, nesses casos, o mercado é competitivo, mas o mecanismo de “contratação” do despacho em tempo real é centralizado pelo operador.

Figura 3.7 – Leilões: Objetivos e grau de desenvolvimento do mercado

Fonte: Maurer & Barroso (2011) com atualização pelo autor

A Figura 3.8 apresenta os leilões considerando a organização do esquema de contratação e as especificidades da energia que se pretende contratar.

Figura 3.8 – Leilões: Especificidades de contratação e tecnologias

Fonte: Maurer & Barroso (2011) com atualizações pelo autor

Ressalta-se que está ocorrendo um expressivo aumento do número de países que utilizam leilões para promover as tecnologias renováveis, sendo que, inicialmente, o direcionador desse movimento foram as demandas ambientais crescentes. Contudo, desde 2010, observa-se uma redução expressiva dos custos de contratação das tecnologias renováveis, o que leva a contratação dessas tecnologias em vários momentos a ser mais econômica do que a das fontes fósseis tradicionais. A Figura 9 demonstra os países que possuem políticas de promoção para fontes renováveis, com destaque para diversos países que utilizam leilões.

Figura 3.9 – Países que incentivam fontes renováveis com leilões

Fonte: Liebreich (2016)

Nas próximas seções é analisada a experiências internacional na utilização de leilões, destacando as principais características dos certames conduzidos ou que se pretendem realizar.

3.4. Leilões de energia elétrica nos EUA

3.4.1. Introdução

Os EUA possuem uma tradição de grande liberdade para os estados da federação e isso também ocorre nos leilões de energia elétrica, não existindo uma única política em nível nacional. Existem algumas diretrizes estabelecidas pelo *Department of Energy* (DoE) e pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), além de recomendações das *Public Utility Commission* (PUC) de cada estado. As principais diretrizes em nível nacional estabelecem que

a demanda deve participar do mercado, incentivam a introdução de fontes renováveis e determinam mecanismos para atenuar o poder de mercado.

Os EUA utilizam leilões basicamente com quatro finalidades: (i) operar os sistemas elétricos no formato *pool*; (ii) contratar capacidade para segurança do sistema; (iii) incentivar renováveis; e (iv) contratar energia elétrica em estados ainda com algum tipo de monopólio. Os leilões são promovidos pelos *Independent System Operators* (ISO), *Regional Transmission Organizations* (RTO), PUCs ou, ainda, por *Utilities* estaduais ou municipais.

3.4.2. Leilões para operação dos sistemas elétricos no formato *pool*

Os estados americanos que migraram da tradicional lógica de monopólios verticais para mercados competitivos estabeleceram os ISOs e RTOs, que são entidades independentes que buscam fomentar a competição entre os diversos participantes (geradores, comercializadores, entidades de suprimento, entidades financeiras). Essas entidades normalmente promovem a competição por meio de leilões com lances de compra e venda para o mercado de energia elétrica, utilizando modelos matemáticos para alocar os lances que apresentam a melhor eficiência econômica, dadas as restrições físicas de transmissão e distribuição. Segundo a FERC (2016) aproximadamente 2/3 do consumo dos EUA ocorre em locais em que há mercados competitivos com a presença de ISOs ou RTOs. Os operadores dos EUA gerenciam os sistemas elétricos em uma lógica de mercado atacadista, dividindo o mercado de energia em diversos processos. Os processos ou mercados mais comuns relacionados à operação dos sistemas são⁴²:

- *Day-ahead Market* (DAM);
- *Intra-Day Market* (IDM) ou *Real-Time Market* (RTM);
- *Ancillary Services* (AS);
- *Congestion Revenue Rights* (CRRs) ou *Financial Transmission Rights* (FTRs);
- *Convergence Bidding* (CB) ou *Virtual Bidding* (VB).

⁴² Nesta parte do trabalho os termos são utilizados conforme a literatura em língua inglesa, visando facilitar pesquisas e comparações sobre os mercados americanos. Todavia, ao longo do trabalho, os termos são adequados para o contexto do SEB.

3.4.2.1. Leilões DAM (mercado para o dia seguinte)

Os Leilões DAM são certames com submissão de lances de geração e de consumo pelos participantes ao Operador do Mercado⁴³ até um determinado horário do dia anterior ao dia do despacho (*closing gate*). Após o fechamento do horário de submissão de lances, o Operador do Mercado roda um modelo de preços que busca o despacho ótimo do ponto de vista econômico, considerando as restrições de transmissão e distribuição. Além das questões de restrição física, alguns operadores como o *California Independent System Operator* (CAISO) consideram o poder de mercado, visando a recusar lances que possam distorcer o preço ou que representem práticas inadequadas. O preço de mercado é determinado pelo encontro das curvas de oferta e demanda para cada ponto do sistema (lógica nodal).

Figura 3.10 – Day-Ahead Market no CAISO

Fonte: CAISO (2016)

3.4.2.2. Leilões IDM-RTM (mercado intra-day – tempo real)

Os Leilões IDM-RTM são caracterizados pela submissão de lances de geração e de consumo pelos participantes, com início após o término de um leilão DAM e término próximo da hora do despacho, normalmente uma hora antes do início da hora referência.

⁴³ O termo Operador do Mercado engloba no caso do mercado americano as funções de Operador do Sistema e de Operador do Mercado. A partir deste ponto é utilizada a expressão Operador do Mercado sempre que a entidade for responsável pelas duas funções, ou quando for responsável somente pelas operações comerciais. Só é utilizada a expressão Operador do Sistema quando a entidade for exclusivamente responsável só pela estabilidade do *grid*.

O preço também é formado pelo encontro das curvas de oferta e demanda, observando-se que, nesse tipo de leilão, a curva de demanda apresenta um comportamento quase inelástico, devido à proximidade com o consumo. Isso pode representar um poder de mercado para os geradores, os quais podem, em situações de *stress* do sistema, forçar um preço mais alto.

Uma alternativa utilizada para mitigar esse problema e melhorar o gerenciamento do sistema é o mecanismo de *Demand Response* (Resposta da Demanda), no qual entidades de suprimento de carga submetem lances de redução de consumo. Destaca-se no uso do *Demand Response* o *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM). A Figura 11 demonstra o efeito do *Demand Response* em um leilão do tipo IDM-RTM.

Figura 3.11 – Demand Response em IDM-RTM

Fonte: KING et al. (2015)

A introdução do mecanismo *Demand Response* em um leilão IDM-RTM dificulta o trabalho do Operador do Mercado em manter a estabilidade do sistema, dado que é necessário monitorar se os lances submetidos de retirada de consumo serão, de fato, honrados no tempo real.

3.4.2.3. *Leilões para AS (Serviços Ancilares)*

Os Serviços Ancilares são mecanismos utilizados para manter a estabilidade e confiabilidade do sistema⁴⁴. Esses serviços são leiloados com antecedência para o Operador do Mercado que os utiliza conforme a necessidade do tempo real. Existem três tipos de serviços ancilares mais frequentemente requisitados: regulação de frequência, reserva girante e reserva não girante.

Regulação de frequência significa que um gerador altera seu despacho de geração para que a frequência se mantenha ao redor de 60 hertz⁴⁵. Reserva girante são geradores que já estão conectados ou sincronizados ao *grid* e podem despachar energia em um curto espaço de tempo.

Reserva não girante são geradores que podem ser sincronizados ao *grid* e podem iniciar a geração em um curto espaço de tempo.

3.4.2.4. *Leilões CRR – FTR*

Os CRR-FTR (Renda ou Direito de Congestão de Transmissão) são instrumentos financeiros para compensar os custos de congestão do sistema de transmissão que ocorrem no processo de DAM. Esses direitos podem ser negociados bilateralmente ou leiloados, sendo que alguns operadores realizam leilões em base anual e mensal.

3.4.2.5. *Lances CB – VB*

Os CB-VB (Lance de Convergência ou Lance Virtual) são lances submetidos nos Leilões DAM com a obrigação explícita de um lance reverso no leilão IDM-RTM no sentido de convergir o mercado. Normalmente esses lances não necessitam ter respaldo físico para submissão e o operador aloca um limite de crédito para os participantes de mercado de acordo com sua capacidade financeira.

Esse tipo de lance tem como objetivo ser um instrumento financeiro para o mercado, além de pressionar para a convergência os preços dos Leilões DAM e IDM-RTM, reduzindo os incentivos dos participantes de tentarem exercer poder de mercado esperando o leilão IDM-RTM.

⁴⁴ Os tipos de serviços ancilares são detalhados no Capítulo 5.

⁴⁵ No caso americano a frequência é de 60Hz, mas em muito mercados o padrão é 50Hz.

3.4.3. Leilões para contratar capacidade visando a segurança do sistema

Com a liberalização do consumo e da competição nos mercados de energia elétrica, em diversos estados e regiões dos EUA surgiram preocupações quanto à segurança de suprimento do sistema. Os consumidores passaram a migrar de suas *Utilities* convencionais para comercializadores varejistas conhecidos como *Load-Serving Entities* (LSEs). O principal receio é de que os sinais de preços providos pelos ambientes competitivos e com muito menor regulação não seriam suficientes para atrair novos geradores, dado que estes estariam com maior exposição ao risco de mercado, seja de preço, seja até mesmo de quantidade. No limite, isso levaria esses mercados a não serem confiáveis no suprimento de energia em momentos de *stress* ou *peak demand*, destacando-se as diferentes estações do ano e as diferentes horas do dia.

Assim, os ISOs e RTOs passaram a perseguir níveis mínimos de segurança do sistema e instituíram os chamados Mercados de Capacidade⁴⁶, exigindo-se das LSEs que estas assegurem, de forma bilateral ou centralizada em leilões, o atendimento da capacidade crítica do sistema. Contudo, os Mercados de Capacidade e consequentemente os Leilões de Capacidade não são iguais em todos os operadores americanos⁴⁷, observando que alguns operadores, como o ERCOT, não possuem esse mecanismo.

Conforme destacado em Spees et al. (2013), a introdução de um leilão centralizado para a contratação e capacidade traz uma série de benefícios, destacando-se: (i) transparência de preços e custos reduzidos de transação; (ii) competição entre as diversas fontes e recursos, incluindo a importação de capacidade, plantas existentes e novas, e *demand response*; (iii) permite melhor monitoramento de mercado e mitigação de riscos; (iv) permite visibilidade e antecedência sobre como está o estado e a segurança de suprimento; e (v) facilita a migração dos consumidores das *Utilities* convencionais para LSEs e a constituição de um mercado totalmente livre⁴⁸.

Na Figura 3.12 consta uma síntese dos leilões e Mercados de Capacidade dos EUA.

Algo interessante é que o SPP, o CAISO e o ERCOT não possuem esse tipo de leilão e/ou mercado. Tanto o SPP adota uma lógica regulada conhecida como *Integrated Resource*

⁴⁶ Neste capítulo, o enfoque no Mercado de Capacidade está relacionado ao mecanismo de leilão. O desenho de mercado de energia elétrica, incluindo-se o desenho do Mercado de Capacidade, é objeto de análise detalhada e discussão nos capítulos 5, 6 e 7.

⁴⁷ O nome completo dos operadores independentes de energia elétrica dos EUA são: California ISO (CAISO), Midcontinent Independent System Operator (MISO), New York ISO (NYISO), PJM Interconnection (PJM), ISO New England (ISO-NE), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) e Southwest Power Pool (SPP).

⁴⁸ Os leilões de capacidade conduzidos pelos operadores independentes de mercado são para atendimento dos requisitos de capacidade do sistema. Logo, não são mais necessários limites para a migração de consumidores regulados, dado que a segurança do sistema estaria assegurada.

Planning (IRP), quanto o CAISO estabelece obrigações bilaterais de contratação de capacidade para atender o *peak demand*, sendo que o ERCOT adota outros mecanismos de mercado para assegurar uma margem de segurança.

Um ponto interessante nos leilões de capacidade dos EUA é a inclusão do *Demand Response*, estando em linha com as diretrizes da FERC, que exige aos operadores independentes de energia elétrica que estimulem a participação da demanda. Entre os operadores, destaca-se o PJM, com certames realizados para início de suprimento no horizonte 2014-2016, contratando como *Demand Response* ao redor de 5.000 MW, o que equivale a 1/3 da necessidade de reposição de usinas que estavam para ser descomissionadas.

Figura 3.12 – Resumo dos Leilões e Mercados de Capacidade nos EUA

Fonte: SPEES et al. (2013)

3.4.4. Leilões para incentivar renováveis

Em linha com as diretrizes do DoE e dos governos estaduais dos EUA, diversos estados estão promovendo leilões para incentivar a inserção de renováveis. Esses estados possuem diversos desenhos de mercado, sendo que alguns possuem competição e outros são ainda compostos por *Utilities* verticalmente integradas.

No estado de Nova York, fundos arrecadados por meio de encargos sobre energia vendida são administrados pela *New York State Energy Research and Development Authority*

(NYSERDA), que atua como administradora e realizadora de leilões centralizados que concedem incentivos para projetos de usinas renováveis. Os leilões contemplam uma lógica de *Scoring Bids*, sendo que diversos elementos relacionados aos benefícios econômicos esperados são avaliados pela NYSERDA (IRENA, 2015).

O estado da Califórnia introduziu em 2011 um mecanismo de leilões para renováveis que tinha como objetivo promover pequenas usinas de diversas fontes distribuídas geograficamente. Inicialmente o programa previa um único ciclo de quatro leilões, organizados em dois anos, com objetivo de contratar 1.000 MW, porém sua duração foi prorrogada. A demanda desses leilões é dividida em três categorias: (i) base (favorece biomassa, biogás, gás de aterro e geotérmica); (ii) pico (favorece solar PV e solar térmica); e (iii) fora-pico (favorece pequenas hidroelétricas e eólicas). Estas classificações acabavam por agrupar as fontes em diferentes produtos, porém não havia nenhuma restrição de participação para as diferentes tecnologias, sendo os participantes responsáveis por gerenciar os riscos de entrega. Nos primeiros leilões, a fonte mais representativa foi a solar PV, com 95% de todos os lances e com 13 projetos vencedores em um total de 15 (IRENA, 2015).

Os estados que ainda possuem *Utilities* verticalmente integradas também realizam leilões para adquirirem energia elétrica de renováveis, de modo complementar ao portfólio, o que também é combinado com políticas de renovação do parque gerador. Observa-se ainda que vários estados mesclam políticas do tipo *Feed-in-Tariff* (FiT) com leilões, visando a estimular a inserção de renováveis. Contudo, destaca-se que os EUA são, de certo modo, contrários a políticas em larga escala que favoreçam uma tecnologia em relação à outra, preferindo geralmente mecanismo neutros de competição, nos quais o preço ou algum tipo de *Scoring Bid* fortemente ancorado em benefícios econômicos é considerado.

3.4.5. Leilões para estados com algum tipo de monopólio

Apesar de 2/3 do consumo dos EUA estar em mercados considerados competitivos, diversos estados ainda mantêm um desenho de mercado no formato *single buyer* com uma *utility* verticalmente integrada. Nesses estados são utilizados diversos mecanismos para contratar energia elétrica de forma complementar à produzida pela *Utility*, sendo uma delas os leilões de energia.

Em estados extremamente regulados e sem liberdade de escolha pelo consumidor, os leilões são realizados para contratação de energia de PIEs, por períodos definidos, e são

fiscalizados pelas PUCs, sendo que o desenho do leilão mais utilizado é no formato Primeiro Preço Envelope Fechado.

A tendência é que, no médio prazo, esses estados façam adesão a algum operador de mercado independente ou constituam um operador, o que os levariam a utilizar leilões em larga escala e como o principal mecanismo competitivo em um mercado desregulamentado, permitindo a livre escolha de suprimento por parte dos consumidores.

3.5. Leilões de energia elétrica na Europa

3.5.1. Introdução

A Europa utiliza leilões de energia em um contexto de mercado com maior integração entre os países membros da União Europeia do que o verificado entre os estados americanos. Os leilões de energia elétrica na Europa seguem basicamente os mesmos objetivos verificados nos EUA: (i) operar os sistemas elétricos; (ii) incentivar renováveis; e (iii) contratar capacidade para segurança do sistema.

Verifica-se, no caso europeu, que as metas para introdução de renováveis e descarbonização da matriz elétrica suscitaram preocupações quanto à segurança do suprimento, o que veio a demandar a instalação mais recentemente do mecanismo para contratação de capacidade, incluindo, em menor escala, os leilões de capacidade. Por esse motivo, a análise sobre os leilões na Europa concentra-se primeiramente nos leilões de incentivo para renováveis para depois analisar os leilões de capacidade.

Observa-se que na Europa os leilões para operação dos sistemas elétricos no formato DAM são mais integrados e com regras mais harmônicas do que os certames no formato IDM-RTM, os quais são mais fragmentados entre os países e adaptados às características regulatórias e de disponibilidade de fontes de suprimento (MAZZI & RECH, 2015).

No entanto, relativamente ao incentivo às renováveis, verifica-se uma maior harmonização com as diretrizes da União Europeia, ainda que em nível nacional sejam perceptíveis mecanismos e metas bastantes díspares.

3.5.2. Leilões para operação dos sistemas elétricos

A União Europeia fixou em 2011 o objetivo de aumentar a integração na operação dos sistemas elétricos entre os países membros, visando a elevar a eficiência dos mercados de

energia elétrica. Nesse sentido, as entidades do setor elétrico, destacando a *Agency for Cooperation of Energy Regulators* (ACER) e o *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), passaram a trabalhar na padronização da operação dos mercados e em acordos de cooperação, sendo que um dos principais pilares seria a harmonização dos leilões DAM e IDM-RTM, o que facilitaria, inclusive, a exportação e importação de energia elétrica.

No mercado europeu os leilões do tipo DAM e IDM-RTM já são, de algum modo, realizados de forma transnacional, em pequenos blocos de países, sendo que se espera ao final obter a integração e interação entre os diversos leilões, o que inclui o acoplamento e a formação de preços. Os leilões para operação dos sistemas elétricos são normalmente realizados por meio de bolsas de energia elétrica e os resultados são posteriormente encaminhados para os operadores de mercado realizarem o balanceamento do sistema.⁴⁹

A Figura 3.13 apresenta as principais bolsas de energia elétrica da Europa, com destaque para EPEX Spot, Nord Pool Spot, Mibel, APX, Belpex e GME⁵⁰. Formalmente, para os mercados DAM e IDM-RTM, estes são considerados leiloeiros.

A Figura 3.14 apresenta como os mercados DAM e IDM-RTM dos diferentes países e regiões da Europa serão acoplados e, conseqüentemente, os leilões e os preços. Em consonância com as diretrizes da União Europeia, espera-se um ganho de eficiência nos mercados europeus quando os leilões desses mercados considerarem, de forma mais adequada, os lances de geração e consumo nos diferentes países.

A complementariedade de fontes de geração de energia e o acoplamento de preços dos diferentes mercados, com o conseqüentemente acoplamento dos resultados dos leilões de operação dos sistemas dos diferentes países, trazem ganhos substanciais para os consumidores europeus.

⁴⁹ A maioria dos mercados da Europa adota o despacho bilateral ou autodespacho, sendo que esta discussão sobre desenhos de mercado é realizada nos capítulos 5, 6 e 7.

⁵⁰ EPEX Spot compreende França, Alemanha, Áustria, Suíça e Luxemburgo. Nord Pool Spot compreende Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estônia, Letônia e Lituânia, além de relações financeiras e interconexões com Holanda, Alemanha e Reino Unido. APX compreende Reino Unido e Holanda. Belpex é a bolsa da Bélgica e pertence ao grupo APX. Observa-se que o grupo APX foi adquirido pela EPEX Spot com o objetivo de se consolidar como a principal bolsa europeia de energia elétrica. Mibel compreende Espanha e Portugal, e GME é o gestor do mercado energético da Itália.

Segundo estimativas em Keppler et al. (2016), para o ano de 2012, o excedente do consumidor francês foi de € 2,3 bilhões e as perdas do consumidor alemão da ordem de € 265 milhões. Logo, o excedente combinado dos dois mercados foi de, aproximadamente, € 2 bilhões.

Os leilões DAM das bolsas europeias utilizam o desenho duplo lado, nos quais são aceitos lances de compra e venda, e o preço de fechamento se dá pelo encontro das curvas de oferta e demanda, em modo bem similar ao realizado nos EUA para as operações do sistema. Contudo, uma diferença relevante é que na Europa a maior parte dos mercados utiliza o preço zonal (região ou zona) ao invés do preço nodal, que é preferido pelos americanos. A Figura 3.15 demonstra o cálculo do preço para um leilão do tipo DAM no Nordpool.

Figura 3.15 – Cálculo do preço em um leilão DAM - Nordpool

Fonte: NORDPOOL (2017)

Os leilões IDM dos mercados europeus utilizam a lógica *continuous trading*, similar à utilizada nas bolsas de valores na negociação de ações. A primeira oferta de compra ou venda, na qual é compatibilizada a negociação, já é realizada de forma contínua até o fechamento do horário de negociação (*closing gate*). Esses horários variam de mercado para mercado estando, normalmente, no intervalo de 45 a 30 minutos antes do início da hora de referência.

De um modo geral, os Leilões para operação dos sistemas elétricos europeus são mecanismos consolidados e estão em contínuo aprimoramento. A meta da Europa é a plena integração e acoplamento dos leilões de operação das diversas regiões, sendo que, de todas as regiões, a mais avançada é a dos países nórdicos, que é coordenada pelo NORDPOOL.

3.5.3. Leilões para incentivar renováveis

A Europa possui uma tradição em incentivar energias renováveis, tendo como exemplos de maior reconhecimento internacional os programas *FiT* da Espanha e Alemanha. Todavia, os programas *FiT* são criticados por serem, muitas vezes, onerosos para os consumidores e sem os corretos estímulos para a competição. Alguns desses programas foram revistos e a maioria dos países europeus começaram a migrar para mecanismos competitivos, em especial leilões. Nesse sentido, a Comissão Europeia para Proteção Ambiental e Energia, em seus *Guidelines* para o período 2014-2020, estabeleceu que, a partir de 2017, todos os Estados-membros deveriam programar mecanismos competitivos de submissão de lances para viabilizar as novas usinas (WIGAND et al., 2016). A Figura 3.16 mostra o estágio dos diferentes países europeus na realização de leilões para renováveis.

Wigand et al. (2016) analisou oito experiências⁵¹ de utilização de leilões para renováveis na Europa. Em todos os países analisados, contratou-se capacidade, destacando-se que a maior parte dos países definiram um montante total. A maioria dos leilões foi dedicado para tecnologias específicas, com exceção da Holanda (NOOTHOUT & WINKEL, 2016).

O Reino Unido utilizou leilões de multitecnologia, porém houve uma classificação em três grupos: renováveis estabelecidas (solar PV e eólica *onshore*), renováveis menos estabelecidas (eólica *offshore* e energia maré motriz) e biomassa (FITCH-ROY & WOODMAN, 2016). Os demais países limitam o volume de participação de cada tecnologia conforme as condições de mercado. A Alemanha iniciou a organização de certames para solar PV como um programa piloto para, posteriormente, incentivar outras renováveis, destacando a instalação de solar PV em telhados de casas e de estabelecimentos comerciais (TIEDEMANN, 2015).

Estabelecer um teto de volume para a contratação de renováveis é a prática mais comum nos leilões da Europa. Normalmente são definidos tetos anuais e específicos para cada leilão. Contudo, não é raro ocorrerem ajustes nos limites a serem contratados conforme se desenrola o processo do leilão como um todo. Na Irlanda, por exemplo, ao se perceber que alguns projetos não seriam construídos, foi incrementado o volume a ser contratado para compensar esses projetos (FÖRSTER & SOYSAL, 2016), enquanto, em Portugal, o atraso de alguns projetos ensejou a rediscussão dos volumes a serem contratados (DEL RIO, 2016a).

⁵¹ Estas experiências foram estudadas no Projeto AURES, que é responsável por analisar leilões como mecanismo de apoio para o desenvolvimento de renováveis na Europa. Os países analisados foram: Alemanha, Dinamarca, França, Holanda, Itália, Irlanda, Portugal e Reino Unido.

Figura 3.16 – Estágio dos países europeus na implementação de Leilões para Renováveis

Fonte: Ecofys (2016) apud Wigand et al. (2016)

Holanda, Itália e Reino Unido optaram por estabelecer tetos orçamentários que poderiam ser alocados no desenvolvimento e apoio a renováveis contratadas por meio de leilões (TIEDEMANN et al., 2016a). Por seu turno, Alemanha, França, Itália e Reino Unido implementaram leilões com restrição de tamanho. O objetivo dessa política era incentivar pequenos desenvolvedores e evitar a concentração de mercado. Portugal optou por uma regra de exclusão dos vencedores de um leilão nos próximos leilões, visando mitigar efeitos de uma eventual concentração de mercado.

Um outro elemento relevante nos leilões de renováveis da Europa é que normalmente estes garantem um *sliding Feed-in-Premium*⁵² (*FiP*) sobre o *spot price*, que é ajustado de acordo com a evolução do preço da energia elétrica. Esse mecanismo de *FiP* visa introduzir as renováveis em um ambiente de competição e risco mais compatível com as demais fontes de energia elétrica. A França não utiliza o esquema de *FiP* e preferiu utilizar o tradicional *FiT* (FÖRSTER, 2016).

No que tange ao desenho e definição de produtos, a maioria dos leilões europeus seguiram o formato de multiunidades, com exceção de dois certames: um na Dinamarca, que

⁵² *FiP* é um subsídio para a produção de um MWh de energia renovável, o qual é adicionado acima do *spot price* que poderá ser obtido pelo produtor. Ele pode ser um valor constante a ser adicionado ou, na modalidade *sliding*, ele varia conforme as condições de mercado, que podem estar atreladas às evoluções de uma determinada tecnologia ou do mercado como um todo, seja de equipamentos, seja do setor elétrico do país em questão. Em alguns países, estabelece-se um teto e um piso, visando a mitigar o risco do investidor.

foi projeto específico para eólica *offshore*; o outro na Irlanda, para biomassa de incineração. O formato do desenho do leilão majoritário foi o Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado, com exceção da Holanda, que utilizou um leilão ascendente dinâmico. O certame holandês utilizou uma lógica de rodadas por ordem de chegada, sendo o limite de contratação o teto orçamentário de *FiP* a ser alocado, ou seja, o estímulo para aceitar um preço mais baixo era dado pela incerteza de que, na próxima rodada, ainda haveria saldo a ser alocado como *FiP*.

Outro elemento relevante, e que desafia a teoria de leilões, foi a utilização de preços discriminatórios (*pay-as-bid*) na maioria dos países, com exceção da Holanda e Reino Unido, que utilizaram um preço uniforme (*marketing clearing price*).

Apesar da constatação teórica sobre a maior eficiência alocativa do preço uniforme, a opinião pública e os políticos entendem como mais palatável a utilização de preços discriminatórios nos leilões de renováveis, observando-se que, até início da década de 2010, essas fontes ainda não eram plenamente competitivas com as fontes mais maduras, algo que mudou a partir de 2013. Ainda analisando a questão de preços, observa-se que a maioria dos leilões europeus utilizam apenas o preço como critério de classificação, com exceção da França, que utilizou um sistema de pontos para classificar as usinas solar PV, e Portugal, que utilizou critérios como o desenvolvimento de conteúdo local.

Relativamente aos preços, destaca-se que todos os países analisados utilizaram algum tipo de preço teto, algo sempre crítico e controverso na condução de leilões, conforme a discussão teórica apresentada.

No caso europeu, verifica-se na maior parte dos casos uma preocupação com a construção dos projetos e não somente com a definição dos vencedores e definição das tecnologias. Normalmente os critérios de classificação para participação nos leilões são elevados, requerendo aos desenvolvedores que obtenham antes da submissão dos lances as licenças ambientais e que depositem garantias financeiras (*bid bond*).

3.5.4. *Leilões de Capacidade para segurança do sistema*

Apesar da Europa possuir legislação específica para o Mercado de Capacidade, observa-se que não existe ainda um amplo uso de leilões no continente para esse fim. Reino Unido e Itália são os países europeus que estão organizando ou promovendo leilões de capacidade para a segurança de suprimento do sistema, sendo que os demais tendem a caminhar para isso nos próximos anos.

No Reino Unido, os leilões de capacidade são realizados com o objetivo de reter as plantas existentes e atrair novos projetos, visando a evitar *blackouts*. O *Department of Energy and Climate Change* (DECC) é responsável pelo desenho e principais diretrizes, o *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) é o responsável pela regulação e o *National Grid* pela gestão da contratação.

O primeiro certame foi conduzido em 2014 com previsão de entrada em suprimento para as novas plantas em 2018. O preço teto para o leilão foi de £ 75/kW ano em valores de 2012, atualizados pela inflação ao consumidor, com contratos de 15 anos para as novas usinas e de apenas 3 anos para usinas existentes reconcondicionadas. Analisando o primeiro certame, o *think tank* SandBag criticou os resultados, pois estima-se que das £ 11 adicionais que deverão ser pagas pelos consumidores como resultado do leilão, aproximadamente £ 7,60 serão alocadas para as seis maiores usinas já existentes, não havendo um grande incentivo para novos desenvolvedores nem para a descabornização da matriz.

Figura 3.17 – Resultados do 1º Leilão de Capacidade no Reino Unido

Fonte: Sandbag (2014)

O segundo Leilão de Capacidade do Reino Unido foi realizado em dezembro/2015, com entrega para 2019/20, com *marketing clearing price* de £ 18/kW/ano (preços de 2014/15) e assegurou uma capacidade de 46,4 GW. Esses números, comparados com o primeiro leilão (£ 19,40/kW/ano em preços de 2012 para 49,3 GW), demonstram uma redução nos preços, algo também observado em outros mercados quando se realizam leilões sucessivos e se dá uma certa previsibilidade ao mercado.

No segundo certame, o principal ponto positivo foi a segurança do suprimento com preços competitivos, sendo que a principal crítica foi a baixa adição de nova capacidade, proporcionando lucros excepcionais para os geradores existentes ao preço de fechamento. Por fim, o terceiro leilão de capacidade ocorreu em dezembro/2016 e o preço de fechamento foi de £ 22,50/kW/ano e, novamente, térmicas existentes foram as maiores vencedoras, fato que deve levar o governo do país a introduzir mudanças nos futuros certames, visando atrair de forma mais consistente novas usinas a gás natural⁵³.

A Itália está organizando o seu mecanismo de Leilões de Capacidade, no qual os principais atores institucionais são a *Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico* (regulador) e a Terna (Operador do Sistema). Os leilões italianos serão organizados diretamente pela Terna e o produto que será contratado são opções de Confiabilidade. Serão realizados leilões locacionais anuais com uma antecedência de quatro anos e uma duração de contrato de três anos. Também haverá leilões de ajustes com uma antecedência entre três e um ano, com contratos com uma duração de um ano. Poderão participar dos leilões italianos usinas novas e existentes, devendo atender ao menos três requisitos: (i) não podem ser intermitentes; (ii) não podem estar participando de qualquer tipo de programa de incentivo; e (iii) não podem estar em processo de desativação aprovado pelas autoridades competentes.

Os contratos dos leilões assemelham-se a um *Contract for Differences (CfD)* de um único lado, do tipo opção de Confiabilidade com duração de 1 ano. As usinas vencedoras receberão um prêmio em €/MW-ano pela obrigação da capacidade (MW-ano), sendo que o leilão utilizará rodadas e terá o fechamento pela metodologia de preço uniforme ou *marketing clearing price*. As usinas vencedoras terão como obrigação a submissão de ofertas nos leilões DAM e no Mercado de Serviços Ancilares e deverão reembolsar para a Terna a diferença positiva entre o *spot price* e o *strike price* (preço de exercício).

Os primeiros certames italianos devem ocorrer em 2018 e estima-se que haverá uma economia ao redor de 30% em comparação aos Leilões de Capacidade do Reino Unido (PLATTS, 2016). Não obstante, os investidores ainda aguardam maiores informações das entidades italianas, dado que a expectativa inicial era que os leilões tivessem ocorrido entre 2015-2016.

⁵³ Maiores informações sobre os Leilões de Capacidade do Reino Unido podem ser obtidas em <<https://www.gov.uk/government/collections/capacity-market-parameters-for-t4-auction-for-202021-and-early-auction-and-transitional-arrangements-auction-for-20172018>>. Acesso em 11.set.2016.

Figura 3.18 – Curvas de Oferta e Demanda – Leilões de Capacidade da Itália

Fonte: TERN (2015)

3.6. Leilões de energia elétrica na América Latina

3.6.1. Introdução

A América Latina é um continente rico em recursos naturais que podem ser utilizados para o desenvolvimento de tecnologias renováveis. Todavia, a realidade do continente não é homogênea. Alguns países buscam contratar energia elétrica para aumentar o nível de acesso da população; outros, para *Supply Adequacy*.

Outro ponto relevante é que o continente iniciou, na década de 1990, reformas no sentido de estabelecer mercados liberalizados de energia elétrica, além do sempre citado exemplo chileno, que foi o primeiro país em nível mundial a criar uma estrutura competitiva em nível de atacado (1982-1988). Nesse sentido, a realização de leilões para a contratação de energia elétrica parece algo natural, dado o contexto da região.

Nesta seção é analisado o contexto de realização de leilões nos mercados mais relevantes da região, destacando Colômbia, México, Argentina e Chile. Uma limitação importante é que o Brasil, o maior mercado da região e o pioneiro em realização de leilões em larga escala, não será abordado nesta seção, mas, sim, de forma mais extensiva no Capítulo 4.

3.6.2. Argentina

Em dezembro/2015, a Argentina passou a adotar uma série de medidas pró-mercado em vários setores da economia, o que inclui o segmento de energia elétrica. O país é caracterizado por um parque gerador dominado por usinas térmicas insuficientes para atender sua demanda, especialmente no inverno. Com o objetivo de diminuir a dependência das fontes térmicas e alavancar rapidamente os investimentos no setor elétrico, o país promulgou a Lei nº 27.191 que incentivou o uso das tecnologias renováveis. Assim, em 2016, foi assinado o programa RenovAR, com a meta de atingir um percentual de renováveis de 20% da capacidade instalada até 2025.

Dentro do arcabouço dessa lei e do programa RenovAR, foram organizados dois leilões em 2016. O primeiro certame, chamado de RenovAR 1.0, contratou 1.108,6 MW de capacidade, dos quais 707,4 de eólicas com preço médio de US\$ 59,40/MWh e solar PV com 400 MW de capacidade e preço médio de US\$ 59,70/MWh. Também houve um projeto de biogás com capacidade de 1,2 MW e preço de US\$ 118,00/MWh. O segundo certame foi chamado RenovAR 1.5, pois aproveitou a maior parte dos procedimentos administrativos realizados para a versão 1.0 e foi realizado com apenas três meses de intervalo.

Um ponto relevante da versão 1.5 foi o estabelecimento de alguns limites técnicos, como para solar PV, no qual projetos de 100 MW de capacidade deveriam ser instalados na região Noroeste; os demais 100 MW, em qualquer local do país. O segundo leilão contratou 1284 MW de capacidade, sendo 766 MW de eólicas com preço médio de US\$ 53,30/MWh e 518 de solar PV com preço médio de US\$ 54,90/MWh. O país ainda pretende realizar uma nova rodada chamada RenovAR 2.0 entre 2017-2018.

Os leilões utilizaram a metodologia de Primeiro Preço Envelope Fechado e foi estabelecido um preço de reserva não revelado. O processo de seleção dos projetos considerou um *Scoring Bid* com cinco critérios: (i) preço em US\$/MWh; (ii) localização do projeto e nó de interconexão; (iii) data para entrada em operação comercial; (iv) especificações econômicas para o lance; e (v) especificações técnicas do projeto.

Os vencedores do leilão são obrigados a formar uma SPE na Argentina e devem comprovar um patrimônio líquido mínimo de US\$ 500.000/MW ofertado, além de ter experiência prévia em construção de projetos similares. Também foram exigidas garantias de participação (*bid bond*) de US\$ 35.000/MW e garantias de fiel cumprimento (*performance bond*) de US\$ 250.000/MW.

Os contratos foram firmados em US\$ e o prazo de suprimento é de 20 anos, tendo como *off-taker* a *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A – CAMESA*, a qual repassa os custos da contratação para todas as Distribuidoras e consumidores livres.

Um dos pontos críticos na organização dos leilões argentinos foi a estruturação do mecanismo de garantias dos contratos, dado o receio dos investidores internacionais de eventual *default* ou mudança na política externa argentina. Assim, estruturou-se um sistema de garantias para o pagamento regular do contrato (Figura 3.19) e um outro sistema para a resolução do contrato (Figura 3.20).

A garantia de pagamento regular do contrato consiste em um fundo chamado FODER – *Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables*, o qual deve sempre ter o equivalente a 12 meses do montante necessário para pagar os geradores. Em caso de *default* da CAMESA, esse fundo paga o PIE e solicita a reposição dos recursos para a CAMESA. Caso a CAMESA não tenha como repor o fundo, o Ministro de Energia e Minas autoriza uma cobrança extra dos consumidores para repor o fundo e garantir que este sempre tenha o equivalente aos 12 meses do montante necessário para pagar os geradores.

Figura 3.19 – Garantias Financeiras dos PPAs na Argentina

Fonte: HAWILA, et al. (2017)

A garantia para resolução do PPA dá ao PIE a opção de transferir o projeto ao governo argentino caso ocorra uma das seguintes situações: (i) a CAMESA falhe nos pagamentos por repetidas vezes; (ii) a CAMESA perca na justiça um processo relacionado à cláusula de resolução do contrato; (iii) o peso argentino se torne não conversível ou não transferível para outras moedas; (iv) leis basilares sejam alteradas; e (v) o projeto seja expropriado ou haja uma resolução antecipada do PPA.

A Figura 3.20 apresenta o fluxo do processo das Garantias Financeiras para Resolução dos PPAs na Argentina. Basicamente, consiste no exercício do PIE da resolução do PPA, sendo que, neste caso, o *World Bank* paga a rescisão contratual e cobra do governo argentino os valores pagos ao PIE. Sem tal mecanismo seria muito complexa a atração de investidores internacionais para o certame do país, dada a forte crise econômico que o país passou entre 2001-2005 e a consequentemente moratória da dívida.

Figura 3.20 – Garantias Financeiras para Resolução dos PPAs na Argentina

Fonte: HAWILA, et al. (2017)

3.6.3. Colômbia

A Colômbia possui um desenho de mercado sofisticado para os padrões da América Latina, e utiliza leilões para a operação do sistema, que ocorre no formato *loose pool* (o qual será detalhado no capítulo 5), com leilões DAM, no qual os PIEs podem ofertar para o Operador

de Mercado (*Los Expertos del Mercado* – XM) o montante de geração e preço para as diferentes horas do dia seguinte. O Operador do Mercado, respeitando alguns limites operativos de *grid*, realiza o encontro da curva de oferta com a demanda estimada e determina, assim, o preço do mercado *spot*.

O país também promove, quando necessário, leilões para a contratação de usinas visando a aumentar a Confiabilidade do sistema. Esses leilões são chamados *Subastas de Confiabilidad*. Seus custos de contratação são arcados por meio do *Cargo por Confiabilidad*. Na prática, atribuiu-se aos geradores o direito de ofertar Confiabilidade ao sistema, no qual estes se obrigam a gerar energia elétrica em condições de escassez, o que é chamado de *Obligación de Energía Firme*. Na prática, o funcionamento é do pagamento para o gerador de uma receita fixa e este se compromete a gerar um montante específico de energia elétrica quando o preço da bolsa de energia superar um teto estabelecido pelo regulador, o qual é denominado Preço de Escassez.

Também podem ser realizados leilões suplementares, caso seja identificado que as condições de suprimento e Confiabilidade do sistema se deterioraram. Durante o período 2006-2015, a mecânica utilizada para os leilões realizados foi a *Clock* Dinâmico Descendente. Atualmente, estuda-se a implementação de uma abordagem eletrônica de Primeiro Preço Envelope Fechado.

3.6.4. Chile

O Chile foi o primeiro país do mundo a introduzir um mercado atacadista no setor elétrico, com a aprovação de uma lei em 1982 e a implementação do desenho liberalizado em 1988. Logo, o país tem um legado em termos de mecanismos de mercado e a introdução de leilões pode ser vista como algo natural. Os leilões foram introduzidos no país em 2006 com o objetivo de atender à demanda do mercado das distribuidoras, conhecido também no país como “mercado regulado”. No período 2006-2013, as distribuidoras possuíram um elevado grau de autonomia na organização dos certames e no gerenciamento do portfólio de contratos. Contudo, em 2014, os certames passaram a ser organizados centralizadamente, buscando-se elevar a competição.

Em geral, nos certames chilenos, cabe ao gerador assumir o risco de exposição ao preço do mercado *spot* em caso de não entrega do montante vendido nos leilões. Todavia, com o intuito de incentivar as tecnologias renováveis, a regulação chilena mudou para permitir produtos que sejam vendidos por blocos, sendo um bloco contínuo e outro bloco de horas

específicas. No caso de renováveis, a determinação se dá das 8 horas da manhã às 6 horas da tarde.

Em 2016 foi realizado um certame extremamente competitivo, cujo desenho contemplou uma sistemática do tipo Envelope Fechado no formato *pay-as-bid* e obteve um preço médio de US\$ 48/MWh, destacando-se a contratação de uma usina solar PV do desenvolvedor Solarpack com 120 MW de Capacidade ao preço de US\$ 29,10/MWh.

Em comparação ao leilão realizado em 2015, observa-se uma redução superior a 50% nos preços, atribuindo-se esta expressiva queda à competição de PIEs incumbentes que planejam renovar seu parque gerador e, também, pela expectativa de interconexão dos subsistemas, fato que permitirá preços *spots* mais baixos e, conseqüentemente, menores riscos em caso de exposição dos contratos.

3.6.5. México

O México é um dos últimos grandes mercados mundiais de energia elétrica a adotar uma abordagem mercantil. Ao contrário dos vizinhos latinos que implementaram suas reformas atacadistas nas décadas de 1980 e 1990, o México introduziu o mercado atacadista apenas em 2016. O desenho de mercado mexicano foi inspirado em muito no PJM, optando-se por realizar leilões para a contratação de energia, capacidade e Certificados de Energia Limpa.

A lei e a regulação mexicana determinaram que os certames seriam organizados centralizadamente pelo *Centro Nacional de Control de Energía* – CENACE e o *off-taker* seria a empresa estatal *Comisión Federal de Electricidad* – CFE. O prazo dos PPAs é de 15 anos para energia e 20 anos para os Certificados de Energia Limpa, com preços denominados em pesos mexicanos.

No ano de 2016 foram organizados dois certames e espera-se que seja mantido um calendário regular de leilões para os anos subsequentes, dando previsibilidade aos rumos que serão adotados no país. No primeiro leilão, contratou-se um total de 2.085 MW, dos quais 81% de usinas solar PV; o restante, de usinas eólicas. O preço médio para o pacote energia e certificado de energia limpa foi de US\$ 55,33/MWh para eólica e US\$ 45,06 para solar PV. No segundo leilão, a contratação foi de 3.462 MW, dos quais 54% de tecnologia solar PV e 43% de eólicas, sendo o restante contratado de um projeto geotérmico de 25 MW e três hidroelétricas, que totalizam 68 MW. Nesse certame, o preço médio da tecnologia eólica foi de US\$ 35,77/MWh e de US\$ 31,81/MWh para solar PV.

Um elemento interessante dos certames mexicanos foi o critério de seleção dos projetos, que considerou não somente o preço ofertado, mas, também, a localização das usinas no sistema. Além disto, o algoritmo também comparou se seria melhor estar subcontratado com preços mais baixos e pagar a diferença ao preço *spot* futuro ou atender a totalidade da demanda com preços mais e estar sobrecontratado. Por fim, pode-se dizer que, dada a redução de preços e o volume de energia e certificados de energia limpa contratados, os leilões mexicanos estão caminhando no sentido correto. Ainda é necessário, porém, aguardar a entrada em operação das usinas e o comportamento dos *players* conforme o amadurecimento do mercado.

3.7. Leilões de energia elétrica na África

3.7.1. Introdução

A África é um continente bastante desigual no acesso da população à energia elétrica. O norte da África praticamente atingiu a universalização, com 99% da população tendo acesso à eletricidade. Contudo, a África Subsaariana apresenta uma realidade diferente com o maior contingente mundial de pessoas sem acesso à eletricidade, perfazendo um total de 632 milhões de pessoas, o que equivale a 50% do total mundial (IEA, 2016a). Visando diminuir esse problema, alguns países do continente têm se associado a organismos internacionais, no sentido de promover leilões de energia elétrica, destacando-se as iniciativas *Power Africa* e *IFC Scaling Solar Program*.

O *Power Africa* é um programa lançado em 2013, no governo Obama, com o objetivo de aumentar o acesso à eletricidade pela população da África Subsaariana. O programa é coordenado pela agência de auxílio USAid e consiste em parcerias com os governos nacionais para promover iniciativas que levem energia elétrica para população, destacando os Leilões de Energia Elétrica. O apoio concentra-se em trazer especialistas internacionais com experiência em leilões para apoiar as entidades locais na organização dos certames.

O *IFC Scaling Solar Program* é coordenado pelo braço privado do Banco Mundial⁵⁴ e tem como objetivo prover eletricidade a preços acessíveis para países emergentes. O programa consiste em realizar leilões padronizados no formato Envelope Fechado Primeiro Preço, nos quais investidores privados com experiência internacional devem construir usinas solar PV – *Utility Scale* para entrega em até 2 anos. A equipe do Banco Mundial assessora os países que

⁵⁴ *Scaling Solar* tem como parceiros o ministério de relações exteriores da Holanda e Dinamarca, o *Power Africa* da USAid e o departamento de desenvolvimento internacional do Reino Unido.

aderem ao programa na qualificação dos projetos, no recebimento dos lances, na definição dos ganhadores, na estrutura financeira e no monitoramento da construção.

Em geral, os países do continente, com exceção da África Subsaariana e a África do Sul, estão ainda em uma fase anterior à discussão sobre desenho de mercado. Nesta seção, são analisados casos as experiências realizadas ou em andamento até junho/2017: África do Sul, Marrocos, Zâmbia, Senegal, Madagascar e Tanzânia⁵⁵.

3.7.2. África do Sul

A África do Sul, apesar dos problemas sociais históricos, é o país mais desenvolvido do continente, com 85% do total da população urbana e 77% da população rural tendo acesso à eletricidade, os maiores percentuais registrados da África Subsaariana. A capacidade instalada do país é ao redor de 45.000 MW e possui uma estrutura de mercado parcialmente desverticalizada, sendo a estatal ESKOM responsável por 95% da geração. A mesma estatal também é responsável pela transmissão e pela distribuição, por meio de empresas diferentes, todas, porém, ligadas a *holding*.

Em uma tentativa de diversificar a matriz e elevar o acesso à eletricidade, o país começou, em 2011, um programa de leilões de energia elétrica de 5 anos, denominado *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program* (REIPPP). Desde a sua concepção, o REIPP contratou 6.327 MW de capacidade, por meio de 92 projetos, alavancando investimentos da ordem de US\$ 19,6 bilhões (USAID, 2016).

Uma característica relevante dos leilões realizados na África do Sul é a análise de conteúdo nacional como critério de qualificação e contratação das usinas. Para os projetos serem considerados habilitados nos certames, é necessário que eles atendam requisitos relacionados à geração de empregos, conteúdo local e impacto social, além do requisito mínimo de que, ao menos 40% da propriedade do projeto, seja de uma entidade do país. No processo de seleção dos lances, observa-se um conceito de *Scoring Bids* no qual o preço representa 70% e os atributos socioeconômicos 30% (DEL RIO, 2016b).

⁵⁵ Relativamente à Tanzânia, participei diretamente em duas *Scope Missions* patrocinadas pela USAid em junho e julho/2016, com o objetivo de qualificar os técnicos do país na organização de leilões. Também recebi pela CCEE os técnicos do país em janeiro/2017, quando organizamos uma série de reuniões com as principais entidades do setor elétrico brasileiro. Nesses eventos, realizaram-se apresentações sobre desenho de mercado, organização de leilões e desenho de leilões, o que incluiu a simulação de um leilão de usinas eólicas e solares.

Tabela 3.2 – Taxa de acesso a energia elétrica na África

Região	População sem eletricidade milhões	Taxa nacional de eletrificação %	Taxa urbana de eletrificação %	Taxa rural de eletrificação %
Africa	634	45%	71%	28%
Sub-Saharan Africa	632	35%	63%	19%
Angola	16	33%	69%	6%
Benin	7	29%	57%	9%
Botswana	1	53%	69%	32%
Burkina Faso	14	18%	58%	1%
Burundi	10	5%	28%	2%
Cameroon	9	62%	96%	23%
Cabo Verde	0	96%	100%	89%
Central African Republic	5	3%	5%	1%
Chad	13	4%	13%	1%
Comoros	0	69%	89%	62%
Congo	3	42%	56%	16%
Côte d'Ivoire	8	62%	88%	31%
Democratic Republic of Congo	62	18%	42%	0%
Djibouti	1	42%	54%	1%
Equatorial Guinea	0	66%	93%	48%
Eritrea	3	32%	86%	17%
Ethiopia	73	25%	85%	10%
Gabon	0	89%	97%	38%
Gambia	1	45%	66%	13%
Ghana	8	72%	91%	50%
Guinea	9	26%	53%	11%
Guinea-Bissau	1	21%	37%	6%
Kenya	36	20%	60%	7%
Lesotho	2	17%	43%	8%
Liberia	4	10%	8%	11%
Madagascar	21	13%	22%	8%
Malawi	15	12%	46%	5%
Mali	13	26%	53%	9%
Mauritania	3	29%	47%	2%
Mauritius	0	100%	100%	100%
Mozambique	16	40%	67%	27%
Namibia	2	32%	50%	17%
Niger	16	15%	62%	4%
Nigeria	98	45%	55%	36%
Réunion	0	99%	100%	87%
Rwanda	8	27%	72%	9%
Sao Tome and Principe	0	59%	70%	40%
Senegal	6	61%	88%	40%
Seychelles	0	98%	98%	98%
Sierra Leone	5	14%	33%	1%
Somalia	9	15%	33%	4%
South Africa	8	86%	87%	85%
South Sudan	12	1%	4%	0%
Sudan	24	40%	67%	26%
Swaziland	0	65%	84%	60%
Tanzania	36	30%	57%	18%
Togo	5	27%	35%	21%
Uganda	31	19%	52%	12%
Zambia	11	28%	62%	5%
Zimbabwe	7	52%	78%	40%
North Africa	1	99%	100%	99%
Algeria	0	100%	100%	100%
Egypt	1	99%	100%	99%
Libya	0	100%	100%	99%
Morocco	0	99%	100%	97%
Tunisia	0	100%	100%	100%

Fonte: IEA (2016a)

Hawila et al. (2017) destacam que na análise dos atributos sócio econômicos são considerados os seguintes fatores: criação de empregos (25%), conteúdo local (25%), propriedade (15%), controle do gerenciamento (5%), aspectos preferenciais (10%), desenvolvimento empresarial (5%) e desenvolvimento econômico (15%).

A Figura 3.21 demonstra as metas por tecnologia, nível mínimo e os resultados atingidos no que tange às exigências de conteúdo local nas quatro rodadas realizadas do REIPPP.

Figura 3.21 – Análise do conteúdo local nos leilões da África do Sul

Fonte: Hawila et al (2017)

O exemplo da África do Sul demonstra como os leilões de energia elétrica podem ser usados com objetivos múltiplos e, nesse caso, o propósito foi incentivar tecnologias renováveis e alcançar objetivos socioeconômicos. Observa-se que, apesar dos resultados positivos, não se devem desconsiderar os *trade-offs*. Nesse caso, podem ser aceitos preços mais altos nas primeiras rodadas dos leilões enquanto a indústria local ainda não é competitiva, se o objetivo do país for desenvolver conteúdo local.

3.7.3. Madagascar

A ilha de Madagascar também possui uma variedade de recursos naturais que podem ser explorados para a geração de energia elétrica, porém a capacidade instalada do país é de apenas 500 MW, sendo ao redor de 356 MW de tecnologia hidro e o restante de usinas térmicas. A taxa de acesso à energia elétrica é de apenas 15%, sendo que, nas regiões urbanas, o

percentual é de 56%; nas áreas rurais, de apenas 4%. O país conta, para o atendimento da população, com uma *Utility* estatal chamada JIRAMA e também compra energia de forma complementar de dez PIes.

Visando atenuar esta situação grave de abastecimento que limita o desenvolvimento socioeconômico, o país também assinou acordo com o World Bank sob o *IFC Scaling Solar Program* e está organizando um leilão para contratar entre 30 e 40 MW de Capacidade. A expectativa é de que, após os resultados do primeiro certame, seja realizada uma sequência de leilões.

3.7.4. Marrocos

Por meio de leilões, o Marrocos tem buscado contratar energia de tecnologias renováveis e manter um elevado nível de acesso da população à energia elétrica. Em 2014, o acesso à energia era de 91,6% (WORLD BANK, 2017a). Em janeiro/2016, o país contratou 850 MW de usinas eólicas, com um preço médio de US\$ 30/MWh (ENEL, 2016), e, em maio desse mesmo ano, foi organizado o primeiro leilão para usinas solar PV, que contratou 170 MW ao preço aproximado de US\$ 60/MWh.

O país pretende continuar com o programa de leilões, especialmente com o desenvolvimento da tecnologia eólica em sua cadeia de suprimento. A contratação de 850 MW em 2016 faz parte de um projeto maior de contratar 2 GW de usinas eólicas, e auxilia nesse processo o fato de a empresa nacional chamada *Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable* – ONEE ser um *off-taker* com boa avaliação de crédito. Observa-se que já há produção local de torres e a Siemens planeja construir uma fábrica de rotores, uma alternativa interessante não somente para a Siemens, mas também para outros fabricantes que desejam expandir suas vendas para África e o Oriente Médio, considerando-se a estabilidade política e a economia do país (HAWILLA et al., 2017).

3.7.5. Senegal

O Senegal é um país com capacidade instalada de 864 MW e uma população de 14 milhões de pessoas, com uma taxa de acesso à energia elétrica de 55%, que cai para 28% nas áreas rurais. O país possui abundância de recursos naturais que poderiam ser utilizados para o desenvolvimento de tecnologias renováveis, no sentido de atingir a meta ambiciosa de universalização do acesso até 2025, algo desafiador, especialmente para as áreas rurais.

Atualmente existem leilões de concessão para eletrificação rural, sendo que, até o momento, já foram licitadas três áreas rurais, e mais três estão em fase de elaboração. Adicionalmente, o país assinou acordo com o *World Bank* para a promoção de leilões para contratar ao redor de 200 MW de capacidade de usinas solar PV sob o *IFC Scaling Solar Program*. Os técnicos estão adaptando as condições regulatórias e contratuais para o contexto do país, o que inclui a tradução dos documentos para o francês.

3.7.6. Tanzânia

A Tanzânia ainda não realizou leilões de energia elétrica, mas, desde 2016, está realizando os estudos necessários. A discussão no país em muito se motiva pela realização dos leilões de energia solar PV na Zâmbia, país vizinho, mas também na intenção do Governo de obter receitas com a eventual exportação de energia elétrica produzida a partir do gás natural, dada alguma estrutura já existente no litoral do país e a disponibilidade do combustível. O mercado de energia elétrica do país é caracterizado por um monopólio verticalmente integrado com a presença da estatal TANESCO, que opera com tarifas subsidiadas e atinge apenas 23% da população. A capacidade instalada do país é de apenas 1.358 MW e um montante adicional de 76 MW estão localizados em *mini-grids*.

O Governo estabeleceu uma meta de atingir uma capacidade instalada de 10.000 MW até 2025, a qual seria contratada por meio de leilões de energia elétrica. Os certames selecionariam projetos a gás natural em uma abordagem *one-site project*, mas também há discussões para contratação de usinas de tecnologia solar PV utilizando o mesmo formato do *IFC Scaling Solar Program*. Por fim, há ainda a possibilidade de se contratar outras renováveis, como eólicas e biomassa, em localidades no interior do país e desenvolvendo outros *mini-grids* que, futuramente, poderiam ser conectados ao *grid* principal.

3.7.7. Zâmbia

A Zâmbia é um país com capacidade instalada de 2.411 MW, basicamente com toda de tecnologia hidroelétrica. O percentual de acesso da população à energia elétrica é de apenas 26%, sendo que, na zona rural, esse acesso é de apenas 3%. Em 1996, o Governo do país estabeleceu uma meta de universalização do acesso até 2030, meta que não deverá ser alcançada. Todavia, o país foi o primeiro da região a promover leilões sob o *IFC Scaling Solar Program*, contratando, em 2016, dois projetos de usina solar PV com local específico por meio de leilões padronizados.

O apoio do *IFC World Bank* se deu por meio da organização administrativa e operacional do certame, além do apoio jurídico e de um formato robusto de garantias que contam com apoio dos fundos do próprio *World Bank*. Entre a concepção e realização do certame, foram gastos onze meses, o que pode ser considerado um período reduzido para estruturação de um primeiro mecanismo em um país africano que enfrenta diversos problemas econômicos e políticos. Os contratos utilizados obedeceram padrão internacional para projetos e investimentos em infraestrutura, considerando-se as especificidades da energia elétrica e o sistema de garantias, em caso de *default* do *off-taker* (*Zambia Electricity Supply Company – ZESCO*), foi do tipo garantias de pagamento ao invés de garantias de empréstimo, consistindo em um mecanismo no qual o governo da Zâmbia se compromete, em caso de *default*, a adquirir ações do projeto a um preço pré-determinado e cuja a garantia da compra se dá por meio de empréstimos e fundos do *World Bank*. No caso de garantias de empréstimos, significaria que o governo assumiria os pagamentos do *off-taker*.

Os resultados do leilão foram divulgados em junho/2016, sendo que a sistemática adotada foi a de Primeiro Preço Envelope Fechado. Os dois lances vencedores foram um da Neoen/First Solar, com um preço de US\$ 60,2/MWh para uma usina de 52 MW, e outro da Enel Green Power, com um preço de US\$ 78,4/MWh para uma usina de 34 MW. Os contratos são firmados em dólares americanos, por um período de 25 anos, e sem qualquer tipo de indexação.

Tanto as autoridades da Zâmbia quanto o *World Bank* entenderam que os resultados do leilão foram acima do esperado, dado que as estimativas apontavam para preços acima de US\$ 100/MWh. Por isso, foi assinado um novo acordo entre a Zâmbia e o World Bank no sentido de realizar um novo leilão visando a contratar 200 MW de capacidade instalada.

3.8. Leilões de Energia Elétrica na Ásia

3.8.1. Introdução

A Ásia é a segunda região do mundo com o maior número de pessoas sem acesso à eletricidade, 512 milhões, destacando-se que somente a Índia responde por 47,7% desse montante, ou seja, 244 milhões de pessoas (IEA, 2016a). Similar à África, a discussão na maior parte dos países do continente está em torno de elevar o acesso da população, mas também há uma preocupação em manter uma matriz limpa, dado o enorme contingente populacional da região que poderia pressionar por uma alta emissão de poluentes conforme os países se

desenvolvam. Em geral, as discussões sobre desenho de mercado estão em segundo plano, ou só ocorrem no sentido de permitir que o acesso ou a diminuição de poluentes na geração de energia sejam atingidos.

Anualmente, o *Asia Development Bank* (ADB) promove em parceria com outras institucionais internacionais o *Asia Clean Energy Forum*, com o objetivo de atrair investimentos para região e novas soluções. No fórum realizado em 2017 houve um especial enfoque em leilões reversos para renováveis, tendo, até mesmo, um *workshop* exclusivo com a participação de especialistas internacionais⁵⁶. Nesse *workshop*, discutiu-se desenho de mercado, procedimentos e desenho de leilões, incluindo-se os arranjos institucionais e regulatórios e a sustentabilidade financeira dos PPAs.

Assim, nesta seção, é realizada uma análise de alguns países que pretendem realizar leilões ou já estão conduzindo certames. Com maior destaque, são comentados os casos do Cazaquistão, China, Índia, Rússia e Tailândia.

3.8.2. Cazaquistão

O país está localizado na Ásia central e integrou a antiga União Soviética, possuindo um parque gerador ancorado em termoeletricas a carvão, que representam 79,7% da capacidade instalada de 21,3 GW. Usinas térmicas a gás e hidroelétricas complementam o parque gerador. Ressalta-se que, apesar de o país ser um grande produtor de urânio, não há nenhuma usina nuclear em operação no país atualmente, e a única que operava foi descomissionada em 1999.

O Ministério de Energia é responsável por toda a política energética do país. A Agência de Regulação dos Monopólios Naturais (AREM) regula as tarifas pertinentes ao setor e a Agência para Proteção da Competição (AZK) tenta prevenir abusos e manipulação do mercado. O Operador de Mercado chama-se KOREM e o Operador do Sistema chama-se KEGOC, que atua no balanceamento do sistema de forma coordenada com os operadores da Rússia e Quirquistão. Inclusive, esse é o principal problema do país em termos do setor elétrico, pois o KEGOC necessita manter a frequência do sistema com base no sistema russo.

⁵⁶ A convite da USAid, participei como um dos palestrantes do *Deep Dive Workshop in Reverse Power Auctions to Scale Up Renewables*, no dia 06 de junho de 2017. A apresentação cobriu os principais aspectos dos certames brasileiros e algumas recomendações a partir dos êxitos e erros cometidos no Brasil.

Tabela 3.3 – Taxa de acesso a energia elétrica na Ásia

Região	População sem eletricidade milhões	Taxa nacional de eletrificação %	Taxa urbana de eletrificação %	Taxa rural de eletrificação %
China	0	100%	100%	100%
Índia	244	81%	96%	74%
Southeast Asia	102	84%	94%	74%
Brunei	0	100%	100%	99%
Cambodia	10	34%	97%	18%
Indonésia	41	84%	96%	71%
Laos	1	87%	97%	82%
Malásia	0	100%	100%	99%
Myanmar	36	32%	59%	18%
Philippines	11	89%	94%	85%
Singapore	0	100%	100%	100%
Thailand	1	99%	100%	98%
Vietnam	2	98%	100%	97%
Rest of developing Asia	166	66%	84%	56%
Bangladesh	60	62%	84%	51%
DPR Korea	18	26%	36%	11%
Mongolia	0	90%	98%	73%
Nepal	7	76%	97%	72%
Pakistan	51	73%	90%	61%
Sri Lanka	0	99%	100%	98%
Other Asia	29	35%	66%	24%
Developing Asia	512	86%	96%	79%

Fonte: IEA (2016a)

Atualmente o KOREM operacionaliza Leilões DAM para operação do sistema e Leilões *Forward* para celebração de contratos bilaterais. Contudo, diretrizes do Governo apontam para a realização de leilões para renováveis. Em novembro/2016, foi realizado um *workshop* de dois dias na capital Astana com especialistas internacionais da USAid, IRENA, *World Bank*, Brasil⁵⁷, México e EUA para discutir diferentes abordagens que poderiam ser utilizadas no país para realização de certames com enfoque para o desenvolvimento das fontes renováveis. A expectativa é que o primeiro certame seja realizado entre 2017-2018.

3.8.3. China

Em 2016, a China organizou o seu maior leilão até então, contratando 1 GW de capacidade de tecnologia solar PV, sendo que a usina com menor preço foi negociada a US\$ 77,88/MWh (HAWILA et al., 2017). Apesar da competitividade chinesa em equipamentos,

⁵⁷ A convite da USAid, o Autor participou deste evento em conjunto com técnicos da ANEEL para explicar os certames brasileiros e se analisou especialmente a fonte eólica e as questões relacionadas à transmissão.

observa-se que os preços chineses são bem mais elevados do que os registrados em outros mercados no mesmo período, acreditando-se que isso se deva a problemas de conexão e ao desenho do Leilão que tenta mitigar a chance de não construção das usinas, devido a lances muito agressivos (*underbidding*).

O interessante é que a China não possui um comportamento constante relacionado a leilões. O último certame para projetos de tecnologia solar PV havia ocorrido em 2010. Desde então, os projetos estavam sendo contratados na modalidade FiT. Relativamente à tecnologia eólica, o país realizou apenas um leilão em 2011, cujos preços foram ao redor de US\$ 110/MWh. Do mesmo modo que a tecnologia solar PV, desde então os projetos são contratados na modalidade FiT. Especula-se que o principal motivo para não se utilizar leilões em larga escala no país é a pressão dos fabricantes locais por maiores preços por meio do mecanismo de FiT, além de diminuir a probabilidade de competição internacional no mercado doméstico.

3.8.4. Índia

A Índia tem utilizado fortemente o mecanismo de leilões para incentivar a contratação da tecnologia solar PV, destacando-se a meta nacional de atingir uma capacidade instalada de 100 GW dessa tecnologia até 2022. A definição dessa meta e o estabelecimento de diversas outras regulamentações permitiram ao mercado ter uma visão clara do desenvolvimento específico da tecnologia e do uso do mecanismo de leilões como preferencial ao invés de FiT.

No país são normalmente organizados certames com PPAs de 25 anos determinados em rupias indianas, sem qualquer tipo de indexação ou correção. Essa abordagem transfere os riscos macroeconômico e de desvalorização para os desenvolvedores, o que os leva a precificar na submissão dos lances. Consequentemente os preços dos leilões indianos tendem a ser mais altos do que os obtidos em países que indexam os PPAs. Os leilões do país também tendem a ter produtos ou algumas características que favorecem a utilização de componentes produzidos no país, observando-se que os produtos ou certames com exigência de conteúdo local apresentam preços maiores.

Os leilões indianos são realizados tanto em nível nacional, quanto em nível estadual. Os leilões nacionais tendem a apresentar preços menores por terem melhores garantias financeiras e um *off-taker* com melhor risco de crédito. Todavia, mesmo os certames realizados em nível estadual possuem garantias financeiras com alguma retaguarda do governo central. Assim, apesar dos problemas institucionais e econômicos do país, a sequência de certames criou uma cultura competitiva e permitiu uma curva de aprendizado que se refletiu em uma tendência de

redução dos preços. Análise realizada em Hawila et al. (2017) demonstra que, em ago/2010, o preço da tecnologia solar PV era ao redor de US\$ 262/MWh, enquanto em maio/2017 se atingiu preços ao redor de US\$ 40/MWh.

Em relação à tecnologia eólica, o país tradicionalmente utilizava o mecanismo FiT e começou a utilizar leilões em 2017. Em fevereiro/2017, contratou-se 1.000 MW de tecnologia eólica de quatro projetos de 250 MW por meio de um certame organizado pela Solar Energy Corporation of India (SECI), tendo os PPAs um período de suprimento de 25 anos e um preço médio de US\$ 51,30/MWh. A tendência é de que o país repita com a tecnologia eólica o mesmo processo realizado com a tecnologia solar PV.

Por fim, o país aumenta a discussão para a utilização de leilões não somente para renováveis, mas, também, para a contratação de outras tecnologias, observando-se que a tecnologia carvão é a mais utilizada no país. Considerando-se somente os custos diretos, é ainda a mais acessível para um país com baixo nível de renda e fortes problemas socioeconômicos.

3.8.5. Rússia

A Rússia utiliza o mecanismo de Leilões para as operações do sistema (Leilões DAM e Balanceamento do Sistema), para a contratação de capacidade e para incentivar tecnologias renováveis. Até o ano de 2006, a utilização de leilões era mais restrita, mas, conforme o país migrou para uma estrutura de competição, o mecanismo passou a ganhar cada vez mais relevância.

Os Leilões DAM são organizados pelo Operador de Mercado e ocorrem em um clássico modelo de lances considerando uma abordagem nodal. Já o Operador do Sistema opera o balanceamento considerando as informações do sistema e rodando modelos de otimização que consideram os lances submetidos.

O país também pretende diversificar o seu parque gerador com tecnologias renováveis. Historicamente, esse parque gerador contou com usinas termoeletricas fósseis e usinas nucleares. Em 2013, o país se associou a *International Renewable Energy Association* – IRENA e iniciou o uso de leilões, que utilizaram uma abordagem em torno de quais projetos necessitam de menos subsídios estatais. Em 2016, foi realizado um novo certame no qual se contratou somente um grande parque eólico de 610 MW de capacidade, que atraiu somente um participante, a empresa estatal russa Rosatom, especializada em usinas nucleares (IRENA, 2017). Apesar da agenda ambiciosa do país em promover leilões para renováveis, não se deve ver um grande desenvolvimento no processo com a recessão econômica do país, as elevadas

exigências de usos de conteúdo local e, além disso tudo, as especulações em torno de favorecimento para empresas ligadas ao governo.

No que tange aos leilões de capacidade, o país introduziu esse tipo de certame a partir de 2007 com o objetivo de assegurar novos investimentos em geração. O Operador do Mercado é o responsável por organizar os leilões considerando as 9 zonas de preço que existem no país, cabendo ao operador estimar a demanda pico para cada zona e a correspondente necessidade de contratação de capacidade. Os vencedores celebram contratos de longo prazo de 10 anos, com exceção para hidráulicas e nucleares, que celebram contratos de 20 anos. O desenho dos leilões prioriza as novas usinas no momento da contratação, complementando a necessidade com as velhas usinas existentes (comissionadas antes de 2007) e as usinas existentes mais novas que não estão em nenhum programa especial (VILJAINEN et al., 2014).

Porém a realização de novos leilões de capacidade está sendo questionada, pois o país enfrenta uma situação de excesso de capacidade instalada disponível. Em um cenário ideal, as antigas usinas teriam sido desativadas, porém várias delas que são consideradas estratégicas continuam em operação, e isso, combinado aos novos leilões, levou o sistema a um sobredimensionamento. Esta situação de excedentes deve permanecer nos próximos anos devido ao fraco desempenho da economia e a ausência de sinais econômicos que “expulsem” as usinas antigas existentes (VANADZINA & GORE, 2016).

Figura 3.22 – Formação de Preços: Leilões de Capacidade da Rússia

Fonte: Vanadzina & Gore, 2016

3.8.6. Tailândia

A Tailândia possui um parque gerador fortemente ancorado em usinas térmicas a gás natural, as quais representam ao redor de 70%. Outras tecnologias fósseis e hidroelétricas

complementam a geração de energia. O país utilizou leilões ao longo da década de 1990 e anos 2000 para contratar energia elétrica de PIEs por meio da estatal EGAT- *Electricity Generating Authority of Thailand*, que controla mais da metade do parque gerador e é também responsável por todo o sistema de transmissão e parte do sistema de distribuição para grandes consumidores.

O país também pretende promover leilões para incentivar o desenvolvimento de usinas solar PV. Até então ocorreram certames para a inserção de plantas que aceitariam um menor montante de subsídios. Para as autoridades do país, a introdução de um mecanismo plenamente competitivo seria importante para se obter menores preços. Espera-se contratar até 800 MW de Capacidade em certames que seriam realizados entre 2018-2019, e, para tal, estão sendo estruturadas parcerias com organismos internacionais.

3.9. Austrália e Nova Zelândia

Tanto a Austrália quanto a Nova Zelândia utilizam leilões para a operação do sistema, ou seja, Leilões DAM e IDM-RTM, em mercados no formato *loose pool*. Além disso, os dois países realizam leilões em situações específicas, como para atrair nova capacidade.

A Austrália no meio do processo de privatização e construção do mercado de energia elétrica verificou a necessidade de atrair nova capacidade para região de *South Australia*. Em 1999, as previsões e estudos para aquela região apontaram a necessidade de uma capacidade adicional de 150 MW para 2000, que subiria para 250 MW em novembro/2001. A decisão foi organizar um leilão específico para contratar uma usina a gás natural, dada urgência da situação. O certame foi realizado e se contratou um projeto até mesmo superior à necessidade estabelecida pelo governo. A usina contratada tinha capacidade de 500 MW e proporcionou um benefício líquido de US\$ 40 milhões para o governo (Maurer & Barroso, 2011), o que se considerou um certame bem definido e que contou com a confiança dos competidores no processo e/ou Governo do país.

A Nova Zelândia até o *Electricity Industry Act* de 2010 possuía uma usina a gás natural chamada Whirinaki, com capacidade de 220 MW, e que era responsável por proporcionar a segurança energética em situações de *stress* do sistema. Em 2004, após anos de hidrologia crítica, foram construídas plantas a diesel complementares no mesmo local, com capacidade instalada de 155 MW. Contudo, após a reforma institucional de 2010, as usinas do complexo de Whirinaki foram leiloadas e passaram a funcionar em um esquema no qual são concedidos por meio de leilões o direito de uso de lagos estratégicos para a geração de energia elétrica.

Assim, o lago Hawea foi concedido para a empresa Contact Energy e o lago de Tekapo foi concedido para a empresa Genesis Energy.

3.10. Considerações Gerais

Nas primeiras três seções deste capítulo, discutiu-se os desenhos de leilões comumente utilizados e a correspondente fundamentação na Teoria de Leilões. Ao longo das demais seções, apresentou-se a aplicação dos conceitos teóricos e as diferentes abordagens utilizadas internacionalmente em leilões de energia elétrica, o que permite apresentar o Teorema 6.

Teorema 6: *Dado caráter estratégico do produto energia elétrica, os desenhos de leilões devem ser adequados à realidade de cada país, preservando o conceito truth telling.*

Prova: Cada país p possui um desenho de mercado D , que possui para o setor elétrico um conjunto de diferentes objetivos X . O formulador de política de p_1 deseja o conjunto X_1 e usa o formato de leilão L_1 , enquanto o formulador de política de i_2 deseja obter X_2 . Sabe-se que o conjunto de objetivos dos diferentes p não são iguais. Logo, $X_1 \neq X_2$, e por consequência $D_1 \neq D_2$ o que demanda leilões diferentes, ou seja $L_1 \neq L_2$. Contudo, o formulador de política de um país p deveria adotar um princípio *truth telling* no desenho do leilão L sob a lógica do mecanismo Groves em que um agente i escolhe um $x \in X$, tal que se repete o estabelecido na formulação matemática (2.14), a qual é transcrita novamente a seguir:

$$X(\hat{v}) = \arg \max_x (\sum_i \hat{v}_i(x)) = \arg \max_x (\hat{v}_i(x) + \sum_{j \neq i} \hat{v}_j(x)) \quad (3.1)$$

Logo, o agente i leva o mecanismo a selecionar a escolha de sua preferência ao declarar $\hat{v}_i = v_i$. Devido a esse argumento não depender de nenhum modo da declaração dos demais agentes, dizer a verdade é uma estratégia dominante para o agente i . O pagamento do agente i será basicamente uma função da utilidade declarada pelos demais agentes. ■

3.11. Conclusões

O mecanismo de leilões é eficiente na alocação de produtos, bens e serviços e está sendo utilizado internacionalmente nos mercados de energia elétrica, especialmente após as reformas

liberalizantes que a maioria dos países promoveram ao longo dos últimos 30 anos. A transparência e a competição que podem ser obtidas com um leilão bem desenhado tendem a atrair cada vez mais países no uso do mecanismo para o mercado de energia elétrica.

Um outro ponto relevante dos leilões é a capacidade de se utilizar, de forma bastante pragmática, uma série de componentes teóricos densos e consistentes em princípios técnicos e econômicos, como o mecanismo VCG. Apesar da constante evolução das sistemáticas e dos desenhos utilizados internacionalmente, é possível identificar ao menos cinco desenhos que são mais utilizados, destacando-se como mais comum a utilização de uma lógica de certame reverso, no qual os participantes que oferecem os menores preços são os vencedores:

- **Envelope Fechado:** é a sistemática mais clássica e simples, na qual todos os participantes apresentam um único lance para um projeto de energia elétrica, para uma linha de transmissão, para uma distribuidora ou, ainda, para a venda de um montante de energia elétrica. O leilão pode ser realizado eletronicamente ou presencialmente com a entrega física dos envelopes. As vantagens dessa sistemática são a simplicidade, a velocidade de organização e a obtenção do melhor valor. As desvantagens são o maior risco de maldição do vencedor e ausência de *price discovery*.
- **Clock Dinâmico Descendente:** nesta sistemática o leiloeiro inicia o certame com um preço elevado e solicita aos participantes que submetam um lance de quantidade para o preço da rodada. O leiloeiro reduz o preço em sucessivas rodadas, até a rodada em que a oferta dos participantes for igual à demanda, sendo esse o preço de fechamento. As vantagens desta sistemática é a obtenção de *price discovery* e a atenuação do risco de maldição do vencedor. As desvantagens são a complexidade, a necessidade de sistemas computacionais e o risco de conluio e exercício de poder de mercado em leilões multiunidades.
- **Híbrido:** a abordagem híbrida utiliza normalmente duas fases, com duas formas básicas de desenho. A primeira, é utilizar uma primeira fase Envelope Fechado e uma segunda fase *Clock Dinâmico Descendente* somente com os classificados; após o lance único, classifica-se para uma segunda fase de rodadas o participante com menor preço e aqueles que submeteram lances próximos a esse lance mais baixo, considerando-se um intervalo percentual. A segunda abordagem é utilizar uma fase de *Clock Dinâmico Descendente* comparando a oferta com a demanda mais um fator, e classificando para uma segunda fase os participantes que permanecerem até a última rodada em que a oferta foi maior do que a demanda com o fator; os classificados devem submeter um

último lance de preço para quantidade classificada, e são considerados vencedores os participantes necessários para atender a demanda os excedentes são desclassificados. A abordagem híbrida tenta auferir os ganhos metodológicos do Envelope Fechado e do Clock Dinâmico Descendente e, conseqüentemente, também herda as desvantagens das duas abordagens.

- **Combinatorial:** esse tipo de mecanismo de submissão de lances considera que os participantes podem submeter lances individuais para um dos produtos no leilão ou lances conjuntos como se fossem pacotes. Cabe ao leiloeiro comparar todos os lances submetidos e tentar otimizar a alocação entre lances individualizados e lances conjuntos. Esta abordagem pode ser utilizada para usinas hidroelétricas em uma mesma cascata ou usinas de outras tecnologias que tenham ganho de escala se construídas conjuntamente; além disso, pode-se utilizar esta abordagem para a venda individualizada ou conjunta de uma usina e a sua linha de transmissão. O ganho de escala e a melhor alocação possível entre os participantes são as vantagens; as desvantagens são a complexidade e eventuais problemas jurídicos em casos de empates ou, se um dos participantes for o vencedor de um dos produtos individualmente, pode perder para alguém que tenha o preço mais alto, mas que, no conjunto, seja o mais vantajoso.
- **Duplo Lado:** os leilões de duplo lado consistem em ofertas de quantidade e preço sendo realizados pelos vendedores e compradores. Para esse tipo de sistemática existe a abordagem *Closing Gate* e *Continuous Trading*. A abordagem *Closing Gate* significa que todos podem submeter lances até um determinado horário, que é o “portão de fechamento”, e após isso o leiloeiro forma uma curva de oferta e outra de demanda e o ponto de interseção é o preço de fechamento. A abordagem *Continuous Trading* é similar à utilizada nas bolsas de valores na negociação de ações, na qual um dos lados submete lance de quantidade e preço e a oferta fica aberta até receber uma oferta na ponta oposta, com condição igual ou melhor, sendo que, neste momento, a negociação é fechada e passa a ser o novo preço de referência até ter outra negociação, o que ocorre durante um pregão definido. As vantagens são a maximização do *welfare* e a participação do consumidor em mercados de energia elétrica; a desvantagem é justamente a resistência do comprador, especialmente em mercados em que a energia elétrica é tratada como um produto inelástico.

Observado que a análise sobre como a teoria de leilões se desdobra em alguns desenhos básicos, cabe observar com quais finalidades o mecanismo é utilizado internacionalmente nos últimos 30 anos, destacando-se quatro objetivos principais:

- **Leilões para Operação dos sistemas:** os operadores de mercado e dos sistemas utilizam Leilões DAM e IDM-RTM para o recebimento de oferta dos vendedores e compradores para determinação de quais usinas gerarão energia e qual será o preço de fechamento para o dia seguinte e para a operação em tempo real, em uma sistemática de duplo lado. Normalmente, para o Leilão DAM, utiliza-se a abordagem *Closing Gate*; para o Leilão IDM-RTM, a abordagem *Continuous Trading*.
- **Leilões para a contratação de Capacidade:** os operadores de mercado e os reguladores promovem leilões centralizados para atrair nova capacidade ou para manter plantas existentes em operação. Esses certames visam a segurança do suprimento, o que pode ser obtido por meio da adequação do suprimento (*Supply Adequacy*) ou Confiabilidade para atendimento da ponta (*Reliability*).
- **Leilões para incentivar tecnologias Renováveis:** cresce internacionalmente a utilização de leilões para incentivar tecnologias renováveis e para acomodar as particularidades destas tecnologias como variabilidade de geração. Os leilões normalmente possuem produtos específicos e visam atingir metas de política energética; em alguns casos, aumentam o acesso da população à eletricidade.
- **Leilões em estruturas de *Single Buyer*:** em alguns países ou regiões, a energia elétrica não é parte de uma estrutura amplamente competitiva. Nesse caso, entidades centrais, ou mesmo uma *Utility*, podem realizar leilões para atingir metas específicas ou complementar o atendimento da população.

Considerando a utilização do mecanismo internacionalmente, é possível identificar tendências e algumas preferências, dependendo da localização geográfica. Logicamente existem exceções. Busca-se, porém, apresentar a seguir um resumo destas preferências.

- **América do Norte e Europa:** estas duas regiões utilizam amplamente os Leilões DAM e IDM-RTM, Leilões de Capacidade e Leilões para Renováveis. Os leilões para estruturas do tipo *Single Buyer* são ainda utilizados em alguns estados do Canadá e EUA, que ainda possuem uma estrutura de mercado regulado, normalmente com uma *Utility* regional.
- **América Latina:** a região utiliza Leilões de Capacidade e Leilões para Renováveis. Existe uma maior resistência nos países latinos a utilizar leilões para operação do sistema, ou seja, Leilões DAM e IDM-RTM, sendo a Colômbia uma exceção.
- **África e Ásia:** geralmente os países destas duas regiões utilizam Leilões para Renováveis e Leilões para formato *Single Buyer*. Destaca-se que os dois continentes ainda sofrem com um grande número de pessoas sem acesso à eletricidade e tentam, por meio dos certames, atrair investimentos para aumentar a existência da energia elétrica na sociedade e elevar o nível desenvolvimento.
- **Austrália e Nova Zelândia:** os dois países utilizam leilões para operação do sistema, tanto Leilões DAM, quanto IDM-RTM. Também utilizam leilões em situações muito específicas: a Austrália utilizou o mecanismo no final da década de 1990 para atrair nova capacidade de usinas a gás natural no sul; na Nova Zelândia, contratou-se geradores para operarem em situações de *stress* do sistema.

Após a análise da experiência internacional, é possível elencar algumas lições que devem ser observadas na organização dos certames:

- **Leilões são ferramentas eficazes** para se obter uma alocação eficiente nos mercados de energia elétrica, promovendo competição e *price discovery* quando possuem um bom desenho.
- **Os contratos precisam ser claros**, incluindo as regras relacionadas à liquidação e pagamento da geração e também as cláusulas relacionadas às penalidades.
- **A operacionalização do Leilão é a parte mais fácil**, contudo o entorno do certame e o pós-certame são os verdadeiros desafios. Leilões exitosos são aqueles em que se obtêm preços competitivos nos quais as usinas são construídas.

- **O fundamental é o ambiente regulatório**, que deve ser construído em linha com os objetivos da política energética. Deve-se buscar um ambiente *market friendly*, no qual se atraiam players privados e se tenha uma visibilidade de longo prazo dos rumos que serão adotados, especialmente em um segmento capital intensivo como energia elétrica.
- **O Desenho do leilão é importante, mas não é suficiente**, dado que por melhor que seja a sistemática, em geral não é suficiente para corrigir todas as imperfeições do mercado.

Por fim, como apontado por Maurer & Barroso (2011) e verificado na experiência internacional, não existe um único formato de leilão que seja aplicado a todos os países. Cada país e mercado é único. Dada a natureza estratégica e singular do produto energia elétrica, é natural e recomendável que, no momento da estruturação do mecanismo de leilões, sejam consideradas as especificidades locais e adotado um modelo que faça sentido para o mercado em questão, observando-se a atração de investimentos e a competição.

Capítulo 4 - Leilões de energia elétrica no Brasil

4.1. Introdução

A discussão apresentada nos Capítulos 2 e 3 evidencia que leilões são mecanismos eficientes para alocação de produtos e serviços entre pessoas e empresas que atribuem maior valor ao objeto da disputa. No caso brasileiro, utilizam-se leilões na compra de energia elétrica no ACR, além das licitações de novas linhas de transmissão. Esse mecanismo foi introduzido com a lógica de menor tarifa com a estruturação do MSEB-2004.

Os leilões brasileiros são internacionalmente reconhecidos como eficientes para se obter segurança do suprimento de energia e na introdução de fontes renováveis. O objetivo deste capítulo é apresentar a experiência brasileira na realização de leilões de energia elétrica. Assim, são analisados os resultados dos leilões de energia elétrica realizados no período 2004-2016, observando os conceitos teóricos apresentados no Capítulo 2. Destaca-se ainda que na discussão sobre leilões do MSEB-2004, normalmente se entrelaçam diversos conceitos que permeiam diferentes dimensões: desenho de mercado, processo de leilão e desenho do leilão.

Este capítulo inicia com uma análise da estrutura regulatória e com a descrição do papel de cada entidade do SEB⁵⁸. A seguir, são descritos os diferentes tipos de leilões e seus objetivos, o que é acompanhado pelos resultados das negociações realizadas nos respectivos certames. Na sequência, são analisados criticamente os resultados dos certames brasileiros, incluindo os pontos positivos e negativos. Ao final, é realizada uma consolidação dos certames, observando que as proposições para melhorias são apresentadas na terceira parte (Capítulos 8 a 10).

4.2. Estrutura regulatória

4.2.1. Introdução

A partir da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004, a contratação da energia no ACR ocorre quase que exclusivamente⁵⁹ por meio de leilões de compra de energia elétrica

⁵⁸ Este capítulo foi publicado em uma versão bastante similar no livro “Temas relevantes no direito de energia elétrica – Tomo VI”, organizado pelo doutor Fábio Amorim, e publicado pela Editora Synergia em dezembro/2017.

⁵⁹ No ACR também há outros contratos regulados, normalmente de natureza compulsória. As distribuidoras dos submercados Sul e Sudeste/Centro-oeste recebem cotas da usina hidroelétrica de Itaipu, e todas as distribuidoras do SIN recebem cotas de contratos das usinas do Regime de Cotas de Garantia Física das usinas nucleares Angra I e II e do Programa de Incentivo às Fontes Renováveis.

(leilões do ACR). Esses leilões são normalmente desenhados pelo MME, com contribuições da ANEEL, CCEE, EPE e do ONS.

Os leilões de geração têm sido utilizados para alocação eficiente de custos na contratação de energia, visando a modicidade tarifária, e, ainda, para viabilizar a expansão da matriz energética brasileira, tornando-se um mecanismo consolidado no SEB. Por meio desses certames, as distribuidoras devem comprar energia para atendimento de seus mercados de consumo⁶⁰, enquanto os geradores buscam firmar contratos de venda para viabilizarem a construção de novas usinas ou, ainda, para venderem a energia de seus portfólios de geração existente.

4.2.2. *O papel das entidades do SEB nos Leilões do ACR*

Para realização de um leilão do ACR, considera-se um forte engajamento dos diversos *stakeholders* em um trabalho coordenado e com a atribuição clara de cada entidade. Nesta subseção são elencadas as entidades e o papel desempenhado na operacionalização e organização dos certames:

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** o Conselho dá os direcionadores para a política energética, incluindo quais serão as prioridades estratégicas dos leilões que serão realizados. Também é atribuição do Conselho determinar a licitação dos projetos estruturantes, que são considerados estratégicos na configuração do SIN.
- **MME:** o Ministério operacionaliza os leilões do ACR com a emissão de portarias constando as diretrizes para a organização dos certames. As portarias normalmente determinam as tecnologias que serão contratadas, a sistemática do leilão, o prazo de suprimento e as principais regras relacionadas à contabilização e liquidação dos contratos, também conhecidos como PPAs.
- **EPE:** é a entidade responsável por elaborar os estudos técnicos para a realização do leilão, incluindo a definição dos preços tetos de cada produto e/ou tecnologia. É também responsável pelo processo de habilitação técnica, na qual todos os projetos de novas usinas são submetidos para avaliação antes do leilão. Só são permitidos

⁶⁰ As distribuidoras devem comprar ao menos 90% de suas necessidades não cobertas pelos demais contratos regulados por meio de leilões do ACR; os demais 10% podem, a seu critério, ser adquiridos por meio de chamada pública para geração distribuída, conforme § 3º, do art. 14, do Decreto nº 5.163/2004.

participar nos certames os projetos tecnicamente habilitados. Compete à EPE informar ao MME a lista das usinas, que é publicada em até 15 dias antes do certame.

- **ANEEL:** a Agência é responsável por organizar administrativa e regulatoriamente a realização dos leilões. Isso inclui elaborar o edital e os Contratos de Comercialização de Energia do Ambiente Regulado (CCEARs)⁶¹, auditar a operacionalização do leilão, determinar os requisitos regulatórios e financeiros para o processo de adjudicação⁶² dos resultados e, posteriormente, operacionalizar a fiscalização da construção das usinas e regular o cumprimento dos CCEARs durante todo o período de suprimento. Cabe ainda destacar que, relativamente ao edital e demais documentos regulatórios, é comum a ANEEL submetê-los a um processo de audiência pública, que dura cerca de 60 dias, destacando-se, ainda, que todos os documentos econômicos, que influenciam na submissão de lances, devem ser disponibilizados ao menos 30 dias antes do certame
- **ONS:** o Operador do Sistema é responsável por conceder o parecer de acesso ao *grid* aos projetos, sendo esta uma das condições para que a EPE habilite os projetos. O processo de operação em teste e operação comercial também é coordenado pelo Operador e informado à ANEEL, que emite os documentos regulatórios (despacho) capaz de oficializar os marcos da usina, o que será considerado no processo de contabilização e liquidação dos contratos pela CCEE.
- **CCEE:** o Operador do Mercado é responsável pela disponibilização da documentação do leilão, customização e validação das ferramentas computacionais de negociação, divulgação dos resultados e operacionalização do processo de assinatura dos contratos. O Operador também apoia as demais entidades do SEB com estudos e opiniões técnicas, dado que está mais próximo dos *players* do mercado. No momento em que os contratos entram em suprimento, é também responsabilidade da CCEE a contabilização dos valores envolvidos⁶³; nos LERs, o processo inclui a liquidação dos CERs.

⁶¹ No caso de um LER, é elaborado o Contrato de Energia de Reserva (CER).

⁶² Adjudicação é o processo de validação dos resultados do leilão, considerando, além da submissão dos lances, todos os requisitos regulatórios e financeiros estabelecidos no edital.

⁶³ A CCEE não liquida o principal dos CCEARs, sendo esse um pleito das distribuidoras. Há discussões no sentido de a Câmara centralizar a contabilização e liquidação de todas as operações do ACR, funcionando como um grande *backoffice* do mercado regulado brasileiro.

4.2.3. *Compradores nos Leilões do ACR*

Nos leilões do ACR, com exceção do LER, os compradores são as distribuidoras de energia elétrica, conforme diretrizes estabelecidas no Decreto nº 5.163/2004⁶⁴. As distribuidoras devem anualmente, para fins de planejamento do MME, informar o mercado previsto para os próximos cinco anos subsequentes, além de informar ao MME a necessidade de compra para cada um dos leilões anunciados em um prazo de até 30 dias antes do certame⁶⁵, destacando qual o potencial do mercado que pode migrar para o ACL. Destaca-se ainda a neutralidade tarifária⁶⁶ no caso das distribuidoras comprarem mais do que o montante declarado devido à sistemática e/ou desenho do leilão.

Nos LERs, o comprador é a CCEE, representando os usuários de Energia de Reserva, o que, na prática, são todos os consumidores livres e regulados. A EPE realiza os estudos técnicos necessários sobre qual a quantidade de Energia de Reserva que deverá ser adquirida e informa ao MME que insere esse montante no dia da realização do leilão. Os custos desta contratação administrada pelo Operador do Mercado são repassados aos consumidores por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER), o qual é cobrado com base na carga líquida verificada nos últimos 12 meses. Cabe à ANEEL o papel de regular e fiscalizar o processo de contratação administrado pela CCEE. Por fim, eventuais excedentes obtidos pela liquidação dessa energia na contabilização e liquidação do MCP também são devolvidos aos consumidores com o mesmo critério de cobrança do EER.

4.2.4. *Vendedores nos Leilões do ACR*

Nos leilões que contratam novas usinas, podem participar empresas que tenham a concessão de serviço público de geração, PIEs e consórcio de empresas, desde que esses consorciados, conforme cláusulas do edital, assinem um termo de compromisso de formação de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) no Brasil. Também é muito comum, embora não estejam formalmente inscritos no leilão, que comercializadores participem assessorando

⁶⁴ A “**Seção II – Das Informações e Declarações de Necessidade de Energia Elétrica**”, que compreende os artigos 17 e 18 do Decreto nº 5.163/2004, e os artigos descrevem o papel das distribuidoras na declaração de demanda para os Leilões do ACR.

⁶⁵ Em alguns leilões esse prazo é flexibilizado para 15 dias.

⁶⁶ Conforme art. 38 do Decreto nº 5.163/2004, as distribuidoras possuem neutralidade tarifária até um montante de 105% de seu mercado para o ano de referência. Nesse caso, esses montantes adicionais são repassados por ter se configurado como uma sobrecontratação involuntária.

investidores e desenvolvedores na elaboração do *Project Finance* e em todas as etapas do certame, incluindo a submissão de lances.

Na realização dos leilões LEEs e LAs também podem participar os Comercializadores e PIEs. Nesse caso, estes participam ofertando um portfólio de contratos⁶⁷ e não a energia específica vinculada a um projeto.

4.2.5. *Período Forward e prazo de suprimento*

A definição do período de antecedência de realização dos leilões e o prazo de suprimento dos contratos são definidos pelo MME com base no estabelecido na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004. Em teoria, esses prazos e/ou limites foram estabelecidos visando ordenar a contratação para que seja possível a construção de novas usinas em um prazo adequado e para que o portfólio das distribuidoras seja equilibrado. Atualmente, na regulamentação do SEB, são previstos seis tipos de leilões com os seguintes objetivos e características:

- **Leilão de Energia Nova (LEN):** lastrear o mercado das distribuidoras com contratos de energia proveniente de novos empreendimentos de geração. Podem ser realizados de 3 a 7 anos antes do início da entrega da energia, mas normalmente são realizados no terceiro e no quinto ano antes do ano de referência do suprimento. O prazo de suprimento mínimo é de 15 anos e máximo de 30 anos.
- **Leilão de Energia Existente (LEE):** lastrear o mercado das distribuidoras com contratos de energia proveniente de empreendimentos existentes de geração. São realizados de 1 a 5 anos antes do início da entrega da energia. O prazo de suprimento mínimo é de 1 ano e máximo de 15 anos.
- **Leilão de Energia de Reserva (LER)⁶⁸:** expandir a matriz energética, visando a garantir a segurança do suprimento de energia do país. Em geral, estes certames são realizados entre 1 a 3 anos antes da entrega e, quando é realizado no ano anterior,

⁶⁷ Durante o período 2011-2014, houve uma tentativa de realizar os LEEs vinculando os empreendimentos associados, o que foi posteriormente abandonado, dada a ineficácia da tentativa, pois os contratos de energia existente são normalmente registrados por uma empresa que possui várias usinas ou contratos, em especial com comercializadoras, o que torna impossível pela estrutura das Regras de Comercialização e do mercado vincular o empreendimento. Este desejo de vincular as usinas estava em muito relacionado à visão de identificá-las para eventual participação futura no Regime de Cotas de Garantia Física, algo que depois foi repensado, dado que a versão final desse regime previa um formato de contratação por custo do serviço.

⁶⁸ Embora esteja descrito como um Leilão do ACR e seja fortemente regulado, o LER é um tipo de leilão que visa aumentar a segurança do suprimento basicamente por meio de usinas Renováveis, com exceção da contratação compulsória da usina Angra III por meio deste mecanismo.

destina-se a usinas que já estão em fase de término da construção. O prazo de suprimento mínimo é de 15 anos e máximo de 35 anos.

- **Leilão de Fontes Alternativas (LFA):** lastrear o mercado das distribuidoras a partir de contratos de energia proveniente de empreendimentos de geração de fontes renováveis. São realizados de 1 a 4 anos antes do início da entrega da energia. O prazo de suprimento mínimo é de 15 anos e máximo de 30 anos.
- **Leilão de Ajuste (LA):** lastrear o mercado das distribuidoras no curto prazo com energia de empreendimentos existentes. A regulação exige que o prazo de suprimento seja, no máximo, 4 meses antes do início da entrega. O prazo mínimo de suprimento é 3 meses e máximo de 2 anos.
- **Leilão de Projeto Estruturante (LPE):** lastrear o mercado das distribuidoras e viabilizar a construção de empreendimentos de geração, considerados estruturantes para o SIN. São realizados até 7 anos antes do início da entrega da energia, com prazo de suprimento de 30 anos.

Na nomenclatura utilizada no SEB, chama-se o ano de suprimento como ano “A” e o ano de realização do leilão como ano “A- número de anos”. Assim, um LEN realizado no terceiro ano anterior ao ano “A” é chamado de LEN A-3. Com base nas alterações e no estabelecido na legislação e regulamentação vigente em agosto/2017, apresenta-se, na Figura 23, o encadeamento dos Leilões do ACR⁶⁹.

Observa-se que no ano de suprimento “A” só são realizados LAs, o que demonstra a intenção dos formuladores de políticas e do regulador de estimular a contratação *ex-ante* e evitar que as distribuidoras fiquem descontratadas e expostas a um elevado risco no MCP, além, claro, de assegurar a garantia do suprimento por meio da contratação de novas usinas com antecedência.

⁶⁹ Considera as alterações estabelecidas na Lei nº 13.360/2016.

Figura 4.1 – Encadeamento dos Leilões do ACR

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2.6. Garantias Financeiras dos Vendedores e Compradores

4.2.6.1. Garantias dos Leilões

Para participar nos leilões do ACR os Vendedores devem depositar dois tipos de garantias financeiras: (i) Garantia de Participação ou *Bid Bond*; e (ii) Garantia de Fiel Cumprimento ou *Performance Bond*.

A Garantia de Participação para todos os leilões do ACR, com exceção dos LEEs e LAs, é equivalente a 1% do valor do investimento para construção da nova usina, o qual é declarado para a EPE no processo de habilitação técnica. Esse valor deve ser depositado no Banco Custodiante em data determinada pela CCEE, normalmente entre 10 a 15 dias antes da realização do leilão. Os participantes que não se sagrarem vencedores terão a Garantia de Participação devolvida em até 5 dias úteis após a realização do certame. Os vencedores do leilão deverão ficar com essa garantia retida até que seja trocada pela Garantia de Fiel Cumprimento. A Garantia de Participação poderá ser executada em caso de não cumprimento dos dispositivos previstos no edital, o que inclui apresentar a documentação administrativa e econômico-financeira requerida para que ocorra a adjudicação.

Nos LEEs e LAs a Garantia de Participação é um valor fixo em R\$ por lote de energia que se deseja ofertar no leilão. Em geral, o valor é equivalente a R\$ 20.000/MWm, o qual fica retido até a assinatura dos CCEARs com as distribuidoras. Observa-se ainda que, conforme

ocorrem as assinaturas dos CCEARs, os valores são liberados proporcionalmente ao montante de energia transacionado nos respectivos contratos assinados.

A Garantia de Fiel Cumprimento é apresentada somente em leilões do ACR que envolvam a construção de uma nova usina e equivale a 5% do valor do investimento⁷⁰ para sua construção, o qual foi informado para a EPE no processo de habilitação técnica. Essa garantia deve ser depositada no Banco Custodiante no momento em que for confirmado pelo MME que será emitida a outorga de concessão (hidroelétricas) ou de autorização (demais tecnologias) do projeto, momento em que o vendedor substitui a Garantia de Participação que estava depositada. A Garantia de Fiel Cumprimento é liberada conforme cronograma estabelecido no edital, e o mais usual é que uma parte seja liberada no momento do início da construção da usina, outra parte seja liberada no início da operação comercial e o restante após três meses de operação da usina, sem que apresente problemas crônicos ou estruturais.

As distribuidoras também aportam Garantias de Participação como Compradoras nos Leilões do ACR, que compreende um valor fixo em R\$ por MWm que desejam adquirir, o qual é liberado proporcionalmente à assinatura dos CCEARs. Em geral, adota-se um valor de R\$ 2.000/MWm.

4.2.6.2. *Garantias dos CCEARs e CERs*

Uma das principais preocupações dos vendedores nos leilões do ACR e, conseqüentemente, dos investidores e bancos que concedem financiamento para novas usinas, são as Garantias Financeiras dos compradores para pagamento dos CCEARs e CERs. Há uma relação direta entre o sucesso de um certame e a estrutura de Garantias Financeiras e o risco de crédito dos compradores, observando que esses elementos são precificados pelos vendedores no momento da submissão do lance. Assim, a regulamentação e estruturação dos certames contemplam garantias financeiras distintas para os CCEARs, cujos compradores são as distribuidoras, e para os CERs, cujo comprador é a CCEE, representando todos os consumidores.

Nos CCEARs constituiu-se um contrato acessório denominado CCG, que é assinado entre o vendedor, a distribuidora e um banco gestor, sendo este banco escolhido e contratado

⁷⁰ A Lei nº 8.666/1993, que trata das normas para licitação e contratos da Administração Pública, estabelece como 10% o limite para a Garantia de Participação. Esse limite foi utilizado entre dez/2004 – nov/2007, até a realização do LPE relativo à usina de Santo Antônio, cujo valor do investimento à época era de, aproximadamente, R\$ 20 bilhões, o que significaria um aporte de R\$ 2 bilhões. A ANEEL avaliou que um valor nominal tão elevado poderia impactar até mesmo no valor do lance que seria submetido no leilão e alterou a Garantia de Participação para 5% do valor do investimento. Desde então, esse tem sido o percentual utilizado.

pela Distribuidora. O CCG estabelece que o Banco Gestor está autorizado a segregar os valores que passam em uma conta-corrente da distribuidora para o pagamento do valor mensal para o vendedor, de forma que mitigue o risco de pagamento discricionário ou não pagamento por parte da distribuidora. A distribuidora é obrigada a demonstrar que na conta-corrente indicada circulam recursos superiores a 1,2 vezes⁷¹ o valor da fatura mensal emitida pelo vendedor, e, em caso de inadimplência, a distribuidora deverá constituir uma conta reserva com o equivalente a 30% de uma fatura mensal. Qualquer descumprimento por parte da distribuidora dá direito ao vendedor de acionar diretamente ao banco gestor e apresentar uma reclamação administrativa na ANEEL, o que pode ensejar intervenção da Agência para que o contrato seja pago. A Figura 4.2 apresenta um fluxo resumido de como é o funcionamento do CCG.

Figura 4.2 – Funcionamento do CCG

Fonte: Elaborado pelo autor

Nos CERs, a garantia financeira de pagamento dos contratos é um fundo de garantia constituído pela CCEE dentro da Conta de Energia de Reserva (CONER). A CCEE, como compradora e administradora da contratação da Energia de Reserva⁷², deve manter um fundo

⁷¹ Este montante variou ao longo do tempo nos diferentes leilões do ACR, normalmente em um intervalo entre 1,2 e 1,5 vezes o valor da fatura mensal do vendedor.

⁷² A atribuição para que a CCEE seja administradora da Energia de Reserva foi estabelecida pelo Decreto nº 6.353/2008, não cabendo à Câmara nenhum resultado econômico desta contratação, funcionando apenas como elo necessário para funcionamento do processo.

de garantia equivalente a 1,5 vezes a somatória do pagamento de todos os CERs por um mês. Os recursos para pagar os CERs e compor esse fundo são calculados conforme regras de comercialização específicas e contempla o cálculo do EER e o recebimento da geração contratada no MCP, sendo que essa renda é atribuída à CCEE, dado que a Energia de Reserva não é revendida pela Câmara. Caso a CONER tenha um saldo superior a 2,0 vezes o valor necessário para o pagamento de todos os CERs, a diferença é devolvida, como recursos excedentes, para todos os consumidores na liquidação do MCP, com base na proporção do consumo identificado nos últimos 12 meses⁷³. A Figura 4.3 sumariza o fluxo de recursos da CONER.

Figura 4.3 – Funcionamento da CONER

Fonte: CCEE (2017a)

4.3. Desenho dos Leilões

4.3.1. Introdução

O desenho dos leilões do ACR contempla a regra de submissão de lances e as condições econômicas para a participação no certame, especialmente no que diz respeito à regra de

⁷³ O fundo de garantia estabelecido na regulamentação vigente, em junho/2017, é equivalente a 0,5 vez o montante a ser pago em todos os CERs por um mês e deve deixar o equivalente a mais 1,0 vez como colchão para se evitar que, em determinado mês, não cobre EER ou devolva excedentes e, no próximo, tenha de se cobrar o EER, evitando instabilidades no fluxo e comportamento dos pagamentos.

contabilização e liquidação dos contratos. A regra de submissão de lance é conhecida internacionalmente como *Bid Mechanism*. No SEB, convencionou-se chamá-la de Sistemática. Nesta seção, são descritas as sistemáticas utilizadas nos leilões do ACR e as principais regras relacionadas aos contratos.

Conforme estabelecido na legislação e regulamentação do SEB, o MME é o responsável por publicar a portaria que determina as condições gerais de participação e competição dos leilões do ACR, o que inclui a Sistemática e os principais direcionadores para as regras de contabilização e liquidação dos contratos.

4.3.2. *Mecanismo de Lances*

4.3.2.1. *Introdução*

O mecanismo de submissão de lances, ou Sistemática, é publicado por meio de uma portaria do MME, que possui uma redação extremamente técnica e cuidadosa nos aspectos jurídicos, exigindo conhecimento sobre o funcionamento dos leilões do ACR e análise dos participantes do certame.

A Sistemática definida e publicada pelo MME é normalmente fruto de uma série de discussões técnicas com a ANEEL, EPE, ONS e CCEE. Sobre aspectos de direito administrativo e procedimentos regulatórios, a ANEEL tende a ter um maior peso nas recomendações. Em relação à definição dos produtos (tecnologias) e dos aspectos econômicos que servirão de diretrizes para o contrato, há um maior peso para as contribuições da EPE e da CCEE. Relativamente aos aspectos de transmissão, o ONS desempenha um papel protagonista, com contribuições relevantes da EPE. E, por fim, no que tange ao mecanismo de submissão de lances, há uma maior participação da CCEE.

Nesta subseção, a análise se concentra nos diferentes mecanismos de submissão de lances que são utilizados nos Leilões do ACR, observando que a decisão por uma metodologia ou outra leva em consideração aspectos de competição e os direcionadores de política, dado que existem *trade-offs* a serem enfrentados, em especial o atendimento total da demanda e o preço de fechamento do leilão, o qual, por construção, será mais alto quanto maior for a demanda.

4.3.2.2. *Envelope Fechado e Negociação Contínua*

A sistemática Envelope Fechado e Negociação Contínua é a mesma que foi relacionada no Capítulo 3 como Híbrido, contemplando “Leilão de Primeiro Preço Envelope Fechado com Rodadas Contínuas” e que é resumida na Figura 3.5, tendo sido utilizada para novas usinas hidroelétricas no período 2005-2016 ou para novas linhas de transmissão.

Os leilões para novas usinas hidroelétricas⁷⁴ são normalmente realizados eletronicamente pela CCEE; os leilões de novas linhas de transmissão, presencialmente na BOVESPA. A análise deste trabalho se concentra nos leilões das novas usinas hidroelétricas.

O mecanismo consiste em uma etapa no qual todos os participantes devem submeter um único lance com a menor tarifa para uma usina hidroelétrica. Ao final, são ordenados todos os lances, do menor para o maior. Se o menor lance não apresentar nenhum concorrente no intervalo de 5%, é o lance vencedor e se encerra o leilão. Caso haja concorrentes no intervalo de 5%, todos os lances neste intervalo são classificados para uma segunda etapa.

Na segunda etapa, o menor lance é o vencedor temporário e os demais concorrentes podem submeter um lance menor do que o do vencedor temporário considerando um decremento mínimo, dado um intervalo de tempo pré-determinado. A cada novo lance, o relógio reinicia o intervalo de tempo. O leilão se encerra quando não há submissão de um novo lance neste intervalo de tempo.

A partir do 16º LEN, adotou-se uma variante desta sistemática para leilões. Essa variante conta com uma terceira etapa na qual os vencedores de cada uma das usinas hidroelétricas se classificam para uma disputa em rodada discriminatória (com lance único) entre si, para identificar os vencedores da primeira fase, e a energia contratada nesta terceira etapa é abatida da demanda total do leilão. São considerados vencedores aqueles necessários para contratar a demanda que foi segregada pelo MME para esta primeira fase. Assim, após o término desta disputa, continua-se o leilão com a segunda fase, considerando somente a demanda residual, que será dividida entre os demais produtos do leilão.

Um ponto relevante nesta sistemática é a definição do preço inicial de cada usina, que leva em consideração, além de um *Project Finance standard*, as especificidades da localização do aproveitamento hidroelétrico.

⁷⁴ Os leilões de antigas usinas hidroelétricas que passaram a integrar o Regime de Cotas de GF também utilizaram esta sistemática entre 2013-2016. Contudo, as alterações promovidas pela Lei nº 13.360/2016 reestabeleceram parcialmente, por meio da bonificação a lógica do maior ágio relativo ao pagamento da UBP. Destaca-se ainda que esses leilões são normalmente realizados presencialmente na BOVESPA.

4.3.2.3. Rodadas Uniformes e Rodada Discriminatória

A Sistemática Rodadas Uniformes e Rodada Discriminatória é a mesma que foi relacionada no Capítulo 3 como Híbrido, contemplando Rodadas Descendentes (*Clock*) e uma Rodada Discriminatória (*pay-as-bid*), resumida na Figura 3.4.

Um leilão com Rodadas Uniformes e Rodada Discriminatória é conhecido na literatura como um leilão do formato *Anglo-Dutch* (ver Capítulo 2). Neste leilão com lógica reversa, o leiloeiro inicia o leilão com Rodadas Uniformes Descendentes, reduzindo o preço a cada rodada até atingir um nível de oferta que seja inferior à demanda com um inflator, também conhecida como Oferta de Referência. Na Rodada Uniforme em que a quantidade total ofertada for menor do que a Oferta de Referência, o leilão classificará para uma última Rodada Discriminatória os participantes da penúltima rodada com o valor do último lance submetido. Nesta Rodada Discriminatória cada participante submete um lance de preço para a quantidade ofertada na penúltima rodada. Esse preço deve ser menor ou igual ao seu preço de classificação. Após a submissão de todos os lances, o leiloeiro faz um ordenamento, do valor mais baixo para o mais alto, consagrando vencedores os lances necessários até o atendimento da demanda, sendo que cada vendedor recebe exatamente o seu lance (*pay-as-bid* ou Discriminatório).

Alguns pontos relevantes desta sistemática nos leilões do ACR:

- **Oferta de Referência ou Demanda Inflada:** em um leilão híbrido utiliza-se uma demanda inflada ao invés da demanda pura ao longo das rodadas. Isso é feito para classificar para a Rodada Discriminatória uma quantidade superior à necessária para atendimento das necessidades do comprador e, conseqüentemente, estimular a competição. Se o montante classificado para a rodada discriminatória fosse igual à quantidade demandada, o vendedor não teria estímulo competitivo para reduzir os preços.
- **Em Leilões multi-produtos se aguarda todos os produtos estarem em um mesmo status para promover uma Rodada Discriminatória simultânea:** a mecânica das rodadas é a mesma se o leilão tem apenas um produto ou mais produtos, porém só se inicia a Rodada Discriminatória quando todos estão nessa situação, visando a encerrar o leilão de forma unificada. O motivo é evitar que o resultado de um produto influencie no processo de submissão de preços do outro produto, seja por um preço muito baixo, seja muito alto.

- **Definição da Demanda por Produto:** a definição da demanda por produto é estabelecida por um conjunto de equações matemáticas que contém parâmetros de competição e priorização inseridos pelo MME. Se o desejo é um leilão sem priorização, a demanda é dividida proporcionalmente à oferta, porém, quando o MME deseja priorizar uma tecnologia, os parâmetros inseridos tentam alocar um maior volume para as tecnologias indicadas, observando sempre a disponibilidade de oferta. Como exemplo, apresenta-se nas formulações matemáticas de (4.1) a (4.12), as equações de definição de demanda e oferta de referência dos produtos do 23º LEN A-5, no qual se desejava contratar hidroelétricas, térmicas a carvão, térmicas à biomassa, térmicas a gás natural e eólicas. Para os cálculos, considera-se $QAPF$ como a quantidade atendida da primeira fase do leilão, $QDSF$ como a quantidade atendida da segunda fase do leilão, $QTDEC$ como a quantidade declarada pelas distribuidoras, QTO como a quantidade total ofertada em todos os produtos na primeira rodada uniforme, PD_1 como o parâmetro de demanda 1, PD_2 como o parâmetro de demanda 2, PD_3 como o parâmetro de demanda 3, PD_4 como o parâmetro de demanda 4, $QOPD1$ como a oferta do produto disponibilidade termoelétrica a biomassa e carvão, $QOPD2$ como a oferta do produto disponibilidade termoelétrica a gás natural, $QOPD3$ como a oferta do produto disponibilidade eólica, $QOPQ$ como a oferta do produto quantidade, $QDPD1$ como a quantidade demandada do produto disponibilidade termoelétrica a biomassa e carvão, $QDPD2$ como a quantidade demandada do produto disponibilidade termoelétrica a gás natural, $QDPD3$ como a quantidade demandada do produto disponibilidade eólica, $QDPQ$ como a quantidade demandada do produto quantidade, $ORPD1$ como a oferta de referência dos produtos disponibilidade termoelétrica a biomassa e carvão, $ORPD2$ como a oferta de referência dos produtos disponibilidade termoelétrica a gás natural, $ORPD3$ como a oferta de referência dos produtos disponibilidade eólica, $ORPQ$ como a oferta de referência da quantidade e FR como o fator de referência.

$$QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD_1} \right) \right] \quad (4.1)$$

$$QTO = QOPQ + QOPD1 + QOPD2 + QOPD3 \quad (4.2)$$

$$QDPQ = \min \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD_2 \right); \left(\frac{QOPQ}{PD_1} \right) \right] \quad (4.3)$$

$$QDPD1 = \min \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPD1}{QTO}; PD_3 \right); \max(QDSF - QDPQ; 0); \left(\frac{QOPD1}{PD_1} \right) \right] \quad (4.4)$$

$$QDPD2 = \min \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPD2}{QTO}; PD_4 \right); \max(QDSF - QDPQ - QDPD1; 0); \left(\frac{QOPD2}{PD_2} \right) \right] \quad (4.5)$$

$$QDPD3 = \min \left[\max(QDSF - QDPQ - QDPD1 - QDPD2; 0); \left(\frac{QOPD3}{PD_1} \right) \right] \quad (4.6)$$

$$ORPQ = QDPQ * FR \quad (4.7)$$

$$ORPD1 = QDPD1 * FR \quad (4.8)$$

$$ORPD2 = QDPD2 * FR \quad (4.9)$$

$$ORPD3 = QDPD3 * FR \quad (4.10)$$

$$1 < FR < PD_1 \quad (4.11)$$

$$0 \leq PD_2 + PD_3 + PD_4 \leq 1 \quad (4.12)$$

- **Definição do Preço Inicial de cada Produto:** os preços iniciais são indicados por tecnologia e/ou produto pela EPE para o MME, o qual analisa a viabilidade e submete à ANEEL, e a Agência publica esse valor no edital do leilão com antecedência de 30 dias. Normalmente os preços iniciais são analisados pelo Tribunal de Contas da União (TCU) e tentam refletir um projeto *standard*, tendo taxas de retorno e custos de capital padronizados. Observa-se que, caso o preço inicial seja muito elevado, há possibilidade de ocorrer sobrerenda para os vendedores; se for muito baixo, pode não atrair vendedores suficientes para atender a demanda.

Em geral, essa sistemática é utilizada em LEN A-3, LERs e como uma segunda fase em um LEN A-5, dado que, normalmente na primeira fase de um LEN A-5, ocorre a competição dos projetos hidroelétricos.

4.3.2.4. Leilão Contínuo

A Sistemática Leilão Contínuo foi utilizada uma única vez no 2º LEN A-3 em 2006, porém, naquele contexto, havia ainda diversas exceções sendo tratadas no período de transição

do antigo modelo para o MSEB-2004, com destaque para as usinas com diferencial de Uso do Bem Público (UBP).

Esta metodologia de submissão de lances tende a ser novamente utilizada nos leilões do ACR e caracteriza-se por ter dois estágios⁷⁵: no primeiro, os vendedores submetem um único lance de quantidade e preço em um intervalo de tempo pré-determinado. Ao final desse tempo, o leiloeiro empilha os lances, do menor para o maior, e calcula as quantidades demandadas por produto. Os lances até a quantidade demandada são considerados como atendidos e os lances acima da quantidade demanda são considerados como não atendidos. Neste momento, o leiloeiro inicia o segundo estágio do certame com um novo intervalo de tempo para submissão de lance e um novo preço de lance, o qual é normalmente o preço marginal subtraído de um decremento mínimo. Os vendedores que possuem lances não atendidos podem submeter novos lances, respeitando o decremento mínimo. Ao receber um novo lance, o leiloeiro reordena os lances e tem uma nova classificação de lances atendidos e lances não atendidos e, novamente, abre-se um novo intervalo de tempo para inserção de lances. Essa regra de atividade é contínua e só se encerra quando não é submetido um novo lance neste intervalo de tempo.

A lógica desta sistemática é proporcionar uma competição contínua e reduzir o espaço para o exercício de poder de mercado, sem levar os participantes a submeterem lances tão baixos que podem causar uma Maldição do Vencedor.

Um leilão de envelope fechado clássico e com pouca chance de arrependimento tende a provocar a Maldição do Vencedor, enquanto um leilão com Rodadas Uniformes e uma Rodada Discriminatória permite *price discovery*, porém com o risco de conluio se alguns vendedores com grandes quantidades pararem de submeter novos lances logo após a primeira Rodada Uniforme.

Um leilão contínuo tenta obter algum *price discovery*, dado que os vendedores podem ajustar seus lances ao longo do leilão e também evita lances tão baixos, dado que há justamente essa possibilidade de submeter um segundo lance. Outro ponto a ser explorado é a redução de poder de conluio e, conseqüentemente, de parar o leilão em um preço mais alto do que seria o preço competitivo, além da maior dificuldade de coordenação entre os participantes, dado que a submissão de um lance reordena toda a pilha de Lances e altera todos os *status* de classificação dos vendedores.

⁷⁵ Esta sistemática foi adotada para o 11º LER, o qual foi cancelado pelo MME, como também foi utilizada no Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva.

4.3.2.5. *Leilão Ascendente*

Apesar do Brasil ter a tradição de realizar leilões reversos para a contratação de energia, existe uma metodologia utilizada nos LAs realizados após a Resolução Normativa ANEEL nº 446 de 13.09.2011, os quais utilizam a lógica ascendente. Nos LAs, as distribuidoras também declaram suas demandas, porém esta é agregada em *pools* por submercado.

Esses certames iniciam com um preço mínimo igual ao PLD mínimo válido para a data de início do suprimento. Ocorre uma primeira Rodada Uniforme, na qual os vendedores podem submeter um lance de quantidade para o preço da rodada apresentado pelo leiloeiro. Ao término da rodada uniforme, o leiloeiro considerará atendidos os lances submetidos nesta rodada até o limite da quantidade demandada. Inicia-se uma nova Rodada Uniforme, que terá como preço de lance o preço da rodada anterior adicionado de um incremento calculado pelo leiloeiro. Ao final da nova Rodada Uniforme, o leiloeiro compara a quantidade ofertada nesta rodada e os lances atendidos nas rodadas anteriores com a quantidade demandada, sendo que, se a somatória for menor do que a quantidade demanda, será iniciada uma nova rodada com esta mesma lógica. Todavia, se a somatória for maior do que a quantidade demandada, o leiloeiro interrompe a lógica de Rodadas Uniformes e promove uma Rodada Discriminatória. Nesta Rodada Discriminatória participam somente os vendedores que submeteram lance na última Rodada Uniforme, que devem submeter um lance de preço para a quantidade classificada, o qual deverá ser menor ou igual ao preço da última Rodada Uniforme, acrescida de pelo menos R\$ 0,01 maior do que o preço de lance na penúltima Rodada Uniforme⁷⁶. Sagram-se vendedores os melhores lances de preço até atingir a quantidade demandada.

A adoção dessa abordagem tem algumas razões em função do desenho de mercado do SEB, como também no que tange aos incentivos e à lógica que se procurava nos LAs. Primeiramente, havia um problema de poder de mercado na lógica anterior dos LAs, na qual a demanda de cada distribuidora se transformava em um produto, ocorrendo uma pulverização dos produtos e, consequentemente, havia uma pulverização da oferta, diminuindo a competição. Outro ponto relacionado a essa pulverização é que os vendedores poderiam escolher as distribuidoras do mesmo grupo econômico e, de forma implícita, dividirem o mercado sem que ocorresse competição. Um último ponto de atenção que levou a esta abordagem ascendente foi a definição do preço inicial, o qual, na lógica reversa usada anteriormente, era definido pela

⁷⁶ Essa condição é estabelecida para evitar que os lances atendidos das rodadas uniformes anteriores à última sejam afetados, algo que inviabilizaria a lógica de deixar incerto ao participante se haverá mais uma rodada, como, também, seria injusto como os participantes que aceitaram a frente vender a um preço mais baixo.

distribuidora; e na lógica ascendente, ao se adotar o PLD mínimo, ancora-se em um *benchmark* aceito pelo mercado e sem maiores questionamentos pelos organismos de controle.

4.3.2.6. Fase de Transmissão

Uma abordagem também utilizada em alguns Leilões do ACR é a realização de uma fase inicial chamada Fase de Transmissão⁷⁷, em especial em LERs, LFAs e LENs A-3. O objetivo da Fase de Transmissão é garantir que os projetos vencedores do certame não tenham maiores problemas de conexão aos sistemas de distribuição e transmissão do SIN. Normalmente só se insere a Fase de Transmissão quando se entende que há uma forte probabilidade de ocorrência de atrasos ou de ausência de capacidade nas linhas de transmissão para conexão dos projetos que poderão vencer no leilão.

A Fase de Transmissão consiste na submissão de um único lance no formato Envelope Fechado com Quantidade e Preço. Ao final do tempo para submissão do lance, o leiloeiro empilha os projetos por ordem de preço, do mais baixo para o mais alto, e os classifica nas dimensões subestação, subárea e área. A restrição para cada dimensão é a capacidade de escoamento e, para isto, se compara a Potência de cada usina com a capacidade disponível nas dimensões. As usinas que ultrapassam a capacidade em quaisquer das dimensões são desclassificadas e, assim, irão para a próxima fase as usinas com melhores preços e que não violem a capacidade de escoamento.

A próxima fase, que é conhecida como fase de negociação, pode utilizar qualquer metodologia, mas, para os leilões realizados entre 2013-2016, utilizou-se a metodologia Rodadas Uniformes e Rodada Discriminatória, sendo o preço inicial desta fase o preço da usina marginal.

A utilização desta Fase de Transmissão suscita pontos de discussão, tanto a favor, quanto contrários, à sua utilização. O principal ponto a favor é mitigar o chamado *mismatch* geração e transmissão, o qual, na prática, significa as usinas estarem prontas para gerarem energia, mas não possuírem escoamento, o que tende a redundar ou em um pagamento ao vendedor ou em uma judicialização. Como principal ponto contrário a essa abordagem, a competição é reduzida, pois as restrições impostas em uma área do sistema podem eliminar uma usina que é mais barata do que outra classificada em outro ponto do sistema.

⁷⁷ Leilões do ACR que possuem esta fase também são chamados de Leilões de Margem, o que está atrelado ao conceito de existência de margem de transmissão.

Há ainda um ponto de discussão residual relacionado à representação do sistema de transmissão, dado que três dimensões podem ser insuficientes em certas partes do sistema, porém uma melhor representação não resolve ainda o problema estrutural de não haver escoamento suficiente.

4.3.3. *Contratos por Quantidade*

A modalidade de entrega de energia elétrica por quantidade significa que o vendedor deverá entregar ao comprador (distribuidora) uma determinada quantidade de energia elétrica que foi submetida como lance no leilão, durante um determinado ciclo dentro do período total de suprimento.

Este ciclo de suprimento é normalmente considerado como ano de suprimento e, na maioria dos leilões do ACR, está associado ao ano civil. A lógica do ano civil está relacionada a maior parte das regras e procedimentos de comercialização do MSEB-2004. Há exceções a esta contratação em ano civil em caso de leilões que são realizados muito próximos ao final do ano e que, se o início de suprimento for em janeiro, possa representar um forte risco comercial, destacando-se os LFAs e LENs A-3, que, em alguns casos, tiveram o início de suprimento deslocado para outros meses. Uma outra exceção em que o início de suprimento normalmente ocorre no segundo semestre são os LERs, dado que caracterizam uma contratação de energia elétrica para segurança do SIN, uma vez que a energia elétrica contratada não compõe o portfólio de lastro das distribuidoras.

Em um contrato na modalidade quantidade, o risco de entrega do contrato é atribuído ao vendedor, ou seja, o comprador (distribuidora) possui um contrato para fazer jus ao atendimento de seu mercado e paga o preço do leilão. Cabe ao vendedor gerar esta energia elétrica ou ficar exposto ao preço do mercado *spot*, que, no caso brasileiro, é o PLD.

Especificamente para as hidráulicas no desenho de mercado do SEB, há o MRE, que funciona como um condomínio das usinas hidroelétricas em que a geração hidráulica total do sistema é rateada por todas as usinas hidráulicas que estão no mecanismo pela proporção de suas garantias físicas⁷⁸. Neste caso, para fins de análise econômica e alocação de riscos, um proprietário de uma usina hidroelétrica que vendeu em um leilão do ACR deveria considerar a expectativa de geração do condomínio de usinas, o qual é representado no jargão do setor como GSF, que representa a energia alocada para fazer jus aos contratos.

⁷⁸ No Capítulo 7 é discutido o desenho de mercado do SEB, no qual se abordam as questões do risco de entrega, o funcionamento do MRE e as implicações relacionadas ao cálculo da garantia física.

4.3.4. *Contratos por Disponibilidade – Térmicas Fósseis*

O MSEB-2004 introduziu uma nova modalidade de contratação, a modalidade por disponibilidade, o qual, inicialmente, foi concebido para usinas térmicas fósseis⁷⁹. Na modalidade por disponibilidade, o empreendedor recebe uma receita fixa para deixar sua usina disponível para gerar, além de uma parcela variável toda vez que for despachado pelo ONS, sendo paga a geração acima da inflexibilidade⁸⁰ da usina valorada ao CVU. Em geral, uma usina é despachada dentro da lógica de um contrato por disponibilidade quando o CVU é igual ou inferior ao CMO. No caso da contabilização do MCP, considera-se que a usina está despachada na lógica do contrato quando o CVU é igual ou inferior ao PLD, considerando-se, nesta situação, que a usina está enquadrada no Despacho por Ordem de Mérito de Preço (DOMP).

A Receita Fixa inserida como parte do Lance no Leilão representa a valor de remuneração anual da usina em valores anuais que deverá cobrir, dentre outros, a critério do vendedor: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de combustível e da operação e manutenção da usina correspondentes à declaração de inflexibilidade; (iv) custos de seguros e garantias da usina e dos compromissos financeiros do vendedor; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do contrato (CCEE, 2017b).

As usinas térmicas também podem ser despachadas fora da ordem de mérito de preço para fins de segurança energética e por razões elétricas. Neste caso, o recebimento do CVU por parte do gerador depende do leilão que a usina se sagrou vencedora. Nos leilões realizados até 2010, toda a geração da usina relacionada à proporção que foi vendida no leilão é recebida no âmbito do CCEAR por Disponibilidade e calculado no processamento da Receita de Venda⁸¹. Nos leilões realizados a partir de 2011, somente a geração no conceito de DOMP é paga na

⁷⁹ Posteriormente, instituiu-se o conceito por Disponibilidade para usinas renováveis, mas, na prática, apenas se deu uma maior flexibilidade para essas tecnologias realizarem a entrega de energia dentro de um ciclo de suprimento, funcionando mais como um Contrato por Quantidade com uma tolerância de entrega dentro deste ciclo de suprimento, com a distribuidora respondendo pelo risco de entrega relacionado a preços dentro desse período de geração.

⁸⁰ A parcela inflexível da usina é considerada na Receita Fixa e, conseqüentemente, não faz jus ao pagamento da Parcela Variável.

⁸¹ Processamento realizado pela CCEE que calcula a Receita Fixa, a Parcela Variável e eventuais ressarcimentos a que os geradores estão sujeitos.

Receita de Venda, e a geração fora da ordem de mérito é paga por meio de encargos diretamente na contabilização do MCP⁸².

Os CCEARs por Disponibilidade também possuem o conceito de ressarcimento, sendo que, atualmente,⁸³ existem as seguintes modalidades:

- Ressarcimento por Geração Abaixo do DOMP – Leilões até 2010;
- Ressarcimento por Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Anual – Leilões até 2010;
- Ressarcimento por Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Mensal – Leilões a partir de 2011;
- Ressarcimento por Geração Abaixo do Despacho para usinas com CVU entre o PLD e o CMO.

O Ressarcimento por Geração Abaixo do DOMP para usinas que negociaram em leilões até 2010 significa que, se a usina não atender ao montante despachado pelo ONS, será cobrado um ressarcimento na Receita de Venda equivalente ao montante não gerado, multiplicado pela diferença entre o PLD e o CVU, ou seja, seria o equivalente a ressarcir a distribuidora pela diferença que esta terá que arcar na contabilização e liquidação do MCP.

O Ressarcimento por Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Anual para usinas que negociaram em leilões até 2010 significa que o vendedor deverá ressarcir a distribuidora o montante não gerado, que tinha sido declarado como inflexibilidade e que serviu de parâmetros para o leilão, sendo que o equivalente foi pago ao longo do ciclo de suprimento como parte da Receita Fixa. Esse ressarcimento é o montante não gerado como inflexibilidade, multiplicado pelo maior valor entre o PLD médio do submercado da usina referente ao ciclo de suprimento e o CVU da própria usina.

O Ressarcimento por Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Mensal para usinas que negociaram em leilões a partir de 2011 segue a mesma lógica do utilizado para contratos com inflexibilidade em base anual, e a diferença temporal se deve ao fato de que, nesses leilões, os geradores passaram a informar não somente um montante de inflexibilidade anual, mas também uma curva mensal que deve ser validada pelo ONS antes do início do ciclo de

⁸² Há uma exceção estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 719/2016 segundo a qual seria optativo às usinas, que negociaram em leilões até 2010, estenderem o mesmo tipo de CCEAR das usinas que negociaram a partir 2011, o que é conhecido no jargão técnico como “obrigação de entrega”. Contudo, somente a usina Santa Cruz, do 5º LEN, de propriedade do agente Furnas, optou por essa equiparação.

⁸³ Considerou-se como referência as regras e procedimentos de comercialização vigentes em agosto 2017.

suprimento, o que ocorre normalmente entre os meses de novembro e dezembro, visando o atendimento do ano subsequente.

O Ressarcimento por Geração Abaixo do Despacho para usinas com CVU entre o PLD e o CMO significa que usinas que estavam classificadas como DOMP na lógica do ONS e que, na lógica das regras e procedimentos de comercialização da CCEE, enquadram-se como pagas por meio de encargos. Assim, essas usinas devem ressarcir também a diferença entre o seu próprio CVU e o PLD. Esse ressarcimento foi instituído para evitar que, em situações excepcionais, as usinas tivessem ganho econômico ou não sofressem nenhuma penalização por não atenderem ao montante despachado.

Observa-se que o Contrato por Disponibilidade é mais complexo do que o Contrato por Quantidade e que a construção regulatória e técnica visa transferir o risco de entrega do vendedor para o comprador (distribuidora). Contudo, dado que a distribuidora está assumindo um risco no momento do Leilão, estabelecem-se mecanismos de proteção e de incentivo para que os vendedores performem as usinas em conformidade com os parâmetros consideradas no Leilão e, para tal, estabelecem-se os mencionados ressarcimentos.

O mecanismo de um Contrato por Disponibilidade assemelha-se à lógica de um contrato de opções no mercado de ações no formato “*call option*” (MORENO, R, et al, 2010). A Distribuidora paga a Receita Fixa que funciona como um prêmio para exercício da opção e o CVU é o “*strike price*”. Toda vez que o preço do mercado à vista (PLD) ultrapassa o “*strike price*” (CVU) o comprador da opção (Distribuidora) exerce⁸⁴ o direito ao contrato (geração).

Por fim, dado que os CVUs e os parâmetros das usinas são diferentes, é necessário criar um índice que permita comparar as diferentes usinas e determinar o vencedor de um leilão em produtos cuja modalidade de contratação é por disponibilidade. Para tal, criou-se o conceito do Índice de Custo Benefício (ICB), que se assemelha ao conceito de *Scoring Bids* apresentado no Capítulo 2.

O ICB é expresso em R\$/MWh e é definido pela razão entre o custo total da usina e o seu benefício energético, o qual, para fins dos leilões é calculado em base anual, considerando a Receita Fixa RF requerida pelo vendedor, relativa à quantidade de lotes QL , que expressa em unidade l para um dado Leilão. Essa determinada usina, quando gerar, terá o Custo de Operação, o qual é estimado por meio do Valor Esperado do Custo de Operação COP , expresso

⁸⁴ Em termos práticos quem exerce a opção do contrato é o ONS por meio da construção regulatória e técnica do SEB.

em R\$/ano, que é função da estimativa do número de horas que a usina estará despachada na classificação DOMP multiplicado pelo CVU.

Dado que o risco de entrega e a lógica do contrato de opção influenciam os desembolsos do comprador (distribuidora) é necessário calcular o Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo *CEC*, o qual origina-se da estimativa de exposição da usina na contabilização do MCP considerando como montante contratado o montante total da Garantia Física *GF*, sendo esta expressa em MWmédio. Assim, o ICB é expresso conforme formulação algébrica a seguir:

$$ICB = \frac{RF}{8760*QL*l} + \frac{COP+CEC}{8760*GF} \quad (4.13)$$

Destaca-se ainda que há outras especificidades que podem ser analisadas e constam da nota técnica da EPE que subsidia o processo do Leilão (EPE, 2016), como, por exemplo, a competição por ICB para usinas eólicas e biomassa, que considera somente o CEC, dado que o CVU é nulo e não há COP associado.

Por fim, observa-se que a contratação por disponibilidade, com enfoque em cobertura contratual, é bem específica do desenho de mercado do SEB. Em outros mercados (Colômbia, Suécia e Alemanha, por exemplo), utiliza-se a abordagem de *call option* em um contexto de Mercados de Capacidade com enfoque em Confiabilidade do sistema.

4.3.5. Contratos para usinas Renováveis

4.3.5.1. Introdução

Os leilões do ACR e o desenho de mercado do SEB possuem mecanismos, em especial nos contratos dos certames, que visam a incentivar o desenvolvimento e maior inserção das fontes renováveis (VIANA & PARENTE, 2011), com destaque para os contratos e cláusulas adequadas às características dessas tecnologias. Nesta seção, são descritos os principais elementos dos contratos para renováveis, apresentando as características específicas de cada uma das fontes.

4.3.5.2. Biomassa

As usinas a biomassa negociaram energia elétrica desde o 1º LEN realizado em dezembro/2005 e competiram em produtos com regras especiais nos LERs. Nos LENs e LFAs realizados até 2010, as usinas à biomassa recebem 1/12 da Receita Fixa em base mensal, que está relacionada a um determinado compromisso de entrega que foi ofertado no certame em MWmédios e que é convertido para MWh.

Em dezembro de cada ano, verifica-se se a usina gerou o montante comprometido. Em caso de déficit, a usina deverá devolver ao comprador o montante não gerado valorado ao PLDmédio do ano. A lógica é que o risco de entrega mensal e de diferença de preços é arcado pela distribuidora, porém, em caso de geração insuficiente, o vendedor deverá devolver ao distribuidor o montante em MWh a que este ficou exposto em base anual. Em outras palavras, embora em vários certames as usinas à biomassa tenham a competição com base no ICB, o contrato é mais próximo de um Contrato por Quantidade, dada a obrigação de entrega no ciclo de suprimento anual.

Para os LENs e LFAs a partir de 2011, as usinas à biomassa também possuem o conceito de obrigação de entrega, ou seja, recebem 1/12 da Receita Fixa em base mensal e já devem gerar no próprio mês a quantidade de energia elétrica que foi discretizado no CCEAR e informado para EPE para fins de cálculo do CEC da usina no leilão. Caso não gerem esse montante, a usina sofre uma exposição na contabilização do MCP do montante não gerado, ficando a distribuidora isenta desse risco. Em síntese, nos leilões a partir de 2011, o contrato de uma usina biomassa é ainda mais próximo de um Contrato por Quantidade.

Relativamente à Energia de Reserva, as usinas à biomassa, que negociaram até o 3º LER, possuem um conceito de safra, na qual o montante ofertado em MWmédio no leilão (e convertido em MWh ao ser multiplicado por 8.760), deve ser entregue em um período específico de meses, que possui uma margem de um mês antes e um mês depois do período base⁸⁵ que foi declarado para a EPE no processo de habilitação técnica do certame, e que passa a fazer parte do CER.

Após o 4º LER a lógica passou a ser de entregar o MWmédio convertido em MWh dentro de um ciclo de suprimento de 12 meses. Em quaisquer dos CERs, as usinas à biomassa recebem mensalmente 1/12 do total anual e, em caso de déficit de geração, estão sujeitas a um ressarcimento a favor da CONER.

⁸⁵ Este período é estabelecido nas regras e procedimentos de comercialização como “janela de apuração”.

Até o limite de um déficit de 10%, a usina deverá devolver a CONER o equivalente à energia não gerada, valorada ao preço vigente do CER no período em análise, e o montante deficitário acima de 10% deverá ser valorado ao preço vigente do CER no ciclo em análise, com um inflator de 15%.

4.3.5.3. *Eólica*

As usinas eólicas passaram a ser negociadas em 2009 no 2º LER, contudo, estas também celebraram CCEARs posteriormente em LENs e LFAs. Observa-se que os vendedores, que negociaram nos leilões em que os compradores são as distribuidoras, possuem cláusulas mais restritivas do que os LERs, dado que o CCEAR representa um lastro, diferentemente do LER, que é a compra de uma energia adicional para aumentar a segurança de suprimento do SIN.

Em LENs e LFAs, os vendedores negociam um montante de energia em MW médio no certame e devem entregá-lo em cada ciclo de suprimento, os quais acompanham o ano civil. Dada a maior variabilidade da geração eólica e visando a mitigar os riscos para os vendedores, há uma banda de variação superior e inferior para fins de contabilização e liquidação das posições, com uma conciliação em base quadrienal. Dentro do quadriênio, os vendedores podem apresentar um déficit de até 10% ao ano, que será reembolsado aos compradores no quarto ano ao preço vigente atualizado do CCEAR.

Para fins de saldo a ser considerado na parte superior, a usina pode apresentar um *surplus* de 30% no primeiro ano, 20% no segundo ano, 10% no terceiro ano e nenhum *surplus* no quarto ano, em relação ao montante de um ciclo de faturamento, sendo que, após esse montante, a geração da usina é automaticamente alocada na contabilização do MCP, sendo liquidada ao PLD ou cobrindo contratos de venda realizados, cabendo ao vendedor observar as regras de comercialização, o que inclui a cobertura de lastro.

Nos LERs, os vendedores também submetem lances em MW médio para um ciclo de suprimento e possuem uma reconciliação quadrienal. Contudo, as bandas de tolerância são fixas ao longo dos anos do quadriênio, sendo o limite inferior 10% de déficit, ou geração mínima de 90%, e o limite superior de 30% de superávit, ou 130% de geração relacionada ao montante de referência. Ao final de cada ciclo de suprimento, se a usina apresentar déficit de até 10% do montante relacionado a um ciclo de suprimento, esta não deverá ressarcir nenhum montante neste momento, podendo aguardar a reconciliação quadrienal⁸⁶. Deve-se observar que, se for

⁸⁶ Importante destacar que a reconciliação quadrienal só dá cobertura para 10% de um único ano contratual, que, no caso, pode-se entender como o último de cada quadriênio.

utilizado o limite inferior no ano anterior, a obrigação no ano vigente passa para 100%. Se o déficit for superior a 10%, a diferença para compor a faixa de 10% já deverá ser ressarcida no próprio ano à CONER, com um inflator de 15%, sendo esse valor dividido em 12 vezes iguais e já compensado pelo líquido na Liquidação Financeira da Energia de Reserva. Se a usina apresentar um superávit até 30% relativo a um ciclo de faturamento, esse saldo é reservado até a reconciliação quadrienal; se ultrapassar esse montante, é pago em 12 vezes iguais no próximo ciclo de suprimento, valorado a 70% do preço do CER vigente no ciclo de referência do superávit.

Nos CERs ao final do quadriênio é realizada uma reconciliação, na qual eventuais déficits podem ser cobertos da seguinte forma:

- Pagamento a CONER como Ressarcimento, o qual é compensado na Receita de Venda em 12 parcelas ao preço vigente do CER.
- Aquisição de cessão de outras usinas que venderam no mesmo Leilão e apresentaram surplus, para atendimento do montante de até 10% de um único ano contratual, que no caso, pode-se entender como o último de cada quadriênio.

Para as usinas que apresentaram superávit, há as seguintes opções ao final do quadriênio:

- Recebimento da CONER dos superávits em 24 parcelas valoradas ao preço vigente do CER.
- Venda de cessão para outras usinas que venderam no mesmo Leilão e apresentaram déficits.
- Transferir o superávit para o próximo ciclo de suprimento.

Outra característica relevante para as usinas de tecnologia Eólica que venderam até o 4º LER é que ao final do quadriênio acontece uma repactuação dos montantes contratados. Além das conciliações de superávits e déficits é realizada uma análise que compara a média de geração nos quatro anos de suprimento com o montante originalmente contratado, e passa a valer como montante para o próximo quadriênio o menor entre os dois valores.

Este mecanismo foi criado pela EPE e introduzido nos CERs com o intuito de mitigar eventual erro de previsão dos Vendedores ou ainda mitigar ocorrências de ventos em níveis e qualidade inferiores aos considerados no cálculo da GF da usina, que até o 4º LER considerou a metodologia P50, na qual a geração esperada considerava a média das 50% piores séries de

medição anemométrica. A partir do 5º LER o cálculo da GF passou a considerar a metodologia P90, na qual a geração esperada considerava a média das 10% piores séries de medição anemométrica, e, com esse princípio, esta repactuação de montantes contratados nos quadriênios foi retirada dos novos CERs.

Por fim, as usinas de tecnologia eólica que venderam em LERs não podem negociar em outros mecanismos ou ambientes (ACL ou ACR), sendo toda sua geração⁸⁷, inclusive uma eventual antecipação no suprimento, liquidada no âmbito do contrato ao preço vigente do CER.

4.3.5.4. *Solar PV*

As usinas solar PV passaram a ser negociadas em 2014 no 6º LER e, até julho/2017, só celebraram contratos na modalidade energia de reserva.

Nos LERs, uma usina solar PV deve entregar em base anual (ou ciclo de faturamento) o montante vendido em MW médio no certame e convertido em MWh, sendo que, ao final do ciclo, compara-se o montante efetivamente gerado com o contratado, levando em conta uma faixa de tolerância. Se a usina apresentar um déficit de até 10% em relação ao montante contratado, poderá ressarcir a CONER com um inflator de 6% em 12 parcelas mensais, compensadas na liquidação financeira da energia de reserva, ou comprar cessão de usinas que negociaram no mesmo leilão e apresentam superávit. Os déficits acima de 10% devem ser pagos à CONER em 12 parcelas, também compensadas na liquidação financeira de energia de reserva, com um inflator de 15%.

Se uma usina apresentar ao final do ciclo de suprimento superávits superiores a 15%, receberá a diferença valorada a 30% do valor do CER em doze parcelas mensais. Já o vendedor de usinas que apresentem superávits de até 15% poderá decidir entre três alternativas:

- Receber esse montante em até 12 parcelas mensais na liquidação financeira da energia de reserva;
- Vender cessões de energia de reserva para usinas de mesma tecnologia que negociaram no mesmo LER;
- Transferir o saldo para o próximo ciclo de suprimento.

⁸⁷ Exceção se aplica à geração no período de teste, que é atribuída diretamente ao agente e liquidada na contabilização do MCP

Da mesma forma que a tecnologia eólica, as usinas solar PV que negociarem em LERs não podem negociar fora da modalidade de Energia de Reserva. Eventuais antecipações são pagas pela CONER como parcela variável e ao preço vigente do CER, e somente a geração em teste é alocada ao vendedor na contabilização do MCP.

4.3.5.5. *PCHs e CGHs*

As usinas PCHs e CGHs que negociam em LENs e LFAs estão sujeitas à modalidade de contratação quantidade de energia elétrica, sendo optativa a participação no MRE. Neste caso, o vendedor fatura mensalmente o valor vigente do CCEAR, respeitando a curva de sazonalização, e responde pelo risco de entrega na contabilização do MCP, considerando a geração efetiva ou a energia alocada, se o vendedor tiver optado por participar do MRE.

Nos LERs, essas duas tecnologias negociaram basicamente em dois certames. O primeiro certame que negociou PCHs foi o 3º LER, no qual a parcela da usina comprometida com o LER deveria entregar energia ao mecanismo de Energia de Reserva com base na geração efetiva, podendo esse montante ser atendido ao longo do ciclo de faturamento. O segundo certame que negociou PCHs e/ou CGHs foi o 10º LER, no qual existe uma lógica de conciliação contratual parecida com a utilizada para tecnologia eólica.

No 10º LER, as usinas PCHs e CGHs possuem uma análise anual ou em cada ciclo de suprimento, além de uma análise ao final de um quinquênio. Em cada ano, a usina pode apresentar um déficit de até 10% do montante contratado relativo a um ano sem que esse déficit seja cumulativo, o qual poderá ser compensado por superávits registrados nos anos posteriores. Se o déficit em um ano for maior do que 10%, a quantidade que ultrapassar esse limite inferior deverá ser ressarcida à CONER com um inflator de 15%. No limite superior, cada usina poderá apresentar um *surplus* de até 30% do montante contratado relativo a um ano sem que esse montante seja cumulativo, que poderá ser consumido por déficits registrados nos anos subsequentes do quinquênio.

A geração que ultrapassar 30% dentro de um determinado ano será paga pela CONER em 12 parcelas mensais ao preço vigente do CER. No final do quinquênio, será verificado se ainda há algum déficit ou superávit remanescente. Havendo déficit remanescente, o vendedor da usina poderá escolher entre duas alternativas:

- Ressarcir a CONER com um inflator de 6% sobre o preço vigente do CER, em 12 parcelas mensais que serão compensadas na liquidação financeira da Energia de Reserva;
- Comprar cessão de outras usinas de tecnologia PCH ou CGH que negociaram no mesmo Leilão.

Na hipótese de superávit ao final do quinquênio os vendedores das usinas poderão escolher uma das três alternativas:

- Receber da CONER ao preço vigente do CER, em 24 parcelas mensais na liquidação financeira da Energia de Reserva;
- Realizar cessão para outras usinas de tecnologia PCH ou CGH que negociaram no mesmo Leilão;
- Transferir o saldo para o próximo quinquênio.

4.4. Resultados dos Leilões

4.4.1. Introdução

Nesta seção, são apresentados os resultados das negociações resultantes dos leilões do ACR. Os montantes financeiros e preços apresentados estão atualizados pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) de março/2017. Na tabela 4.1 é apresentado o resumo de todos os leilões, realizados até o agosto/2017.

Na Figura 4.4 é possível verificar os preços médios por tecnologia dos leilões realizados que contrataram novas usinas, o que seria conhecido internacionalmente como leilões para “*Supply Adequacy*”.

Tabela 4.1 – Resumo dos resultados dos Leilões do ACR

Tipo de Leilão	Qtd. de Leilões	Cancelado	Sem Negociação	Leilões com Negociação	Montante Negociado R\$ bilhões	Montante Negociado TWh
Energia Nova	23	2		21	971,229	4.656,895
Energia Existente	16	1	2	13	238,629	1.598,191
Ajustes	18	2	3	13	7,110	23,367
Energia de Reserva	10		1	9	156,385	722,933
Fontes Alternativas	3			3	38,772	176,941
Estruturantes	3			3	192,854	1.522,811
Total	73	5	6	62	1.604,979	8.701,138

Fonte: CCEE (2017b)

Figura 4.4 – Preços Médios por Tecnologia em Leilões do ACR para Supply Adequacy, R\$/MWh ago/2017.

Fonte: CCEE (2017b)

A tecnologia com o preço mais elevado é a solar PV, cujo primeiro certame foi realizado em 2014, sendo que, até o momento, realizaram-se somente três leilões com contratação dessa tecnologia. A tecnologia com os preços mais competitivos no mercado brasileiro é a hidroelétrica, com um preço de R\$ 154,20/MWh, o qual é, em muito, influenciado pelos baixos preços dos projetos estruturantes (Santo Antônio, Jirau e Belo Monte). Outra tecnologia relevante é a eólica, com um preço também competitivo de R\$ 173,20/MWh. Observa-se, ainda, que a tecnologia de térmica fóssil mais competitiva é o carvão, com o preço de R\$

223,00/MWh; a mais cara, óleo diesel, por R\$ 258,70/MWh, destacando-se que esses preços refletem os ICB negociados⁸⁸.

Na Figura 4.5, verifica-se a representatividade de cada tecnologia nos leilões *Supply Adequacy*, com destaque para as usinas hidrelétricas (UHEs) e, ainda, para a proporção das eólicas, observando-se que há uma tendência de que esta tecnologia, em conjunto com a Solar PV, dominem os certames para a contratação de novas usinas.

Figura 4.5 – Participação das Tecnologias em Leilões Supply Adequacy

Fonte: CCEE (2017b)

A Figura 4.6 apresenta a evolução da contratação de energia nos leilões *Supply Adequacy* para o horizonte de 2005 a 2050, revelando a distribuição anual por tecnologia e também a evolução do preço médio de todos os contratos considerados. É possível observar que os preços médios começam mais elevados nos primeiros certames e, conforme se inicia o suprimento das eólicas e das hidrolétricas, há uma sensível redução dos preços, os quais permanecem relativamente estáveis no horizonte 2017-2047, só voltando a apresentar elevação após 2048, quando a maioria dos contratos se encerram. Os preços tendem a subir com as novas

⁸⁸ As discussões do SEB também questionam se os resultados dos leilões do ACR por tecnologia são comparáveis, dado que o ICB reflete diferentes decks de simulação para o cálculo da GF e das componentes COP e CEC. Um cálculo relevante, e que deveria ser realizado, é o ICB real dos projetos que estão em operação comercial. Dado que parte dos dados só estão disponíveis na contabilização do MCP, sugere-se que a CCEE realize tal cálculo de forma regular e divulgue de modo transparente, como já o faz para os resultados dos certames, no site da entidade na seção de leilões.

contratações que devem ser realizadas nos próximos anos, dado que as condições macroeconômicas do Brasil pioraram sensivelmente após 2014 com reflexos sobre câmbio e custo de capital.

Figura 4.6 – Evolução da Contratação em Leilões Supply Adequacy

Fonte: CCEE (2017b)

Por último, a Figura 4.7 apresenta a evolução da contratação de energia por tipo de leilão e, ainda, a evolução do preço médio por ano. As diferenças entre os montantes nas Figuras 4.6 e 4.7 deve-se à adição dos LENs e LAs na Figura 4.7.

Figura 4.7 – Evolução da Contratação por tipo de Leilão

Fonte: CCEE (2017b)

Nas seções a seguir são detalhados os resultados por tipo de Leilão.

4.4.2. Leilões de Energia Nova

Até agosto/2017 ocorreram 23 Leilões de Energia Nova, dos quais 2 foram cancelados, tendo sido negociados um total de 25.014 MW médios de energia, o que resultou um montante financeiro atualizado (março/2017) de R\$ 971,2 bilhões. Dentre esses certames, aquele com a maior contratação em energia foi o 7º LEN, com 3.125 MW médios, e o leilão que movimentou o maior montante financeiro foi o 20º LEN, com R\$ 137,7 bilhões.

Tabela 4.2 – Resultados dos Leilões de Energia Nova

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
1º LEN transição (A-5, A-4, A-3)	16/12/2005	564,075	3284	130,408	231,19
2º LEN (A-3)	29/06/2006	356,314	1682	85,898	241,07
3º LEN (A-5)	10/10/2006	219,993	1104	51,818	235,54
4º LEN (A-3)	26/07/2007	171,471	1304	41,804	243,79
5º LEN (A-5)	16/10/2007	398,038	2312	91,884	230,84
6º LEN (A-3)	17/09/2008	141,490	1076	30,757	217,38
7º LEN (A-5)	30/09/2008	426,761	3125	102,422	240,00
8º LEN (A-3)	27/08/2009	1,578	11	0,371	234,98
9º LEN (A-5) - CANCELADO	21/12/2009				
10º LEN (A-5)	30/07/2010	85,998	327	13,320	154,88
11º LEN (A-5)	17/12/2010	254,576	968	25,972	102,02
12º LEN (A-3)	17/08/2011	285,510	1544	42,300	148,16
13º LEN (A-5)	20/12/2011	103,983	552	15,119	145,40
14º LEN (A-3) - CANCELADO	12/12/2012				
15º LEN (A-5)	14/12/2012	66,181	302	8,120	122,69
16º LEN (A-5)	29/08/2013	165,233	691	26,844	162,46
17º LEN (A-3)	18/11/2013	58,294	332	9,293	159,42
18º LEN (A-5)	13/12/2013	325,583	1600	45,439	139,56
19º LEN (A-3)	06/06/2014	80,646	395	12,452	154,40
20º LEN (A-5)	28/11/2014	583,850	2743	137,672	235,80
21º LEN (A-5)	30/04/2015	260,111	1147	76,925	295,74
22º LEN (A-3)	21/08/2015	58,004	314	12,208	210,47
23º LEN (A-5)	29/04/2016	49,206	202	10,203	207,36
Total		4.656,895	25015	971,229	208,56

Fonte: CCEE (2017b)

Os LENs realizados até 2008 contrataram um expressivo número de usinas de tecnologia fóssil, o que redundou preços médios mais elevados. A partir de 2009, a participação de usinas térmicas fóssil caiu sensivelmente, passando-se a contratar usinas eólicas com preços mais baixos, o que permitiu uma tendência de redução dos preços no horizonte 2009-2013. Todavia, ocorre uma reversão dessa tendência a partir de 2014, quando se observam problemas

macroeconômicos que se refletem nas taxas de câmbio e nos custos de capital mais elevados. O preço médio de todos os LENs aponta para um número de R\$ 208,56/MWh.

4.4.3. Leilões de Energia Existente

Entre 2004-2016 foram programados 16 Leilões de Energia Existente, dos quais 13 negociaram energia, 1 foi cancelado e 2 não tiveram submissão de lances.

Tabela 4.3 – Resultados dos Leilões de Energia Existente

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
1º LEE	07/12/2004	1.192,737	17008	150,837	126,46
2º LEE	02/04/2005	92,920	1325	15,190	163,48
3º LEE	11/10/2005	2,683	102	0,326	121,37
4º LEE	11/10/2005	81,769	1166	14,963	182,99
5º LEE	14/12/2006	14,306	204	2,776	194,01
6º LEE	06/12/2007				
7º LEE	28/11/2008				
8º LEE	30/11/2009	3,681	84	0,587	159,36
9º LEE	10/12/2010	2,578	98	0,410	159,21
10º LEE	30/11/2011	5,129	195	0,587	114,40
11º LEE	24/06/2013				
12º LEE	17/12/2013	37,316	2571	7,893	211,51
13º LEE	30/04/2014	101,692	2046	33,680	331,19
14º LEE	05/12/2014	16,361	622	3,847	235,15
15º LEE	11/12/2015	47,018	1954	7,490	159,31
16º LEE	23/12/2016	0,368	0	0,044	119,84
Total		1.598,559	27375	238,630	149,28

Fonte: CCEE (2017b)

Dentre os leilões com negociação de energia destaca-se o 1º LEE, ocorrido em 2004, em que houve a contratação de 17 GW médios, em um contexto de início do MSEB-2004, no qual o país vinha de um mercado de energia elétrica com preços baixos e geradores ávidos a competirem por contratos de longo prazo com as distribuidoras, justificando que, apesar do expressivo volume contratado, o preço foi competitivo (R\$ 126,46/MWh). Outro leilão que se diferencia dos demais é o 13º LEE chamado de Leilão “A-0”, que contratou energia a um preço substancialmente mais alto do que os demais (R\$ 331,19/MWh), dado que, naquele momento,

havia uma necessidade urgente de contratação de energia para que as distribuidoras mitigassem a situação de subcontratação em um cenário adverso de PLD alto⁸⁹.

4.4.4. Leilões de Ajuste

Dentre os 18 Leilões de Ajuste programados até julho/2017, 13 certames tiveram negociação, 02 eventos foram cancelados e 03 não tiveram negociação de energia. O 9º LA, com 1,5 GW médios, foi o que apresentou a maior negociação de energia e também o maior montante financeiro negociado - R\$ 2,1 bilhões. Destaca-se também o 18º LA, que teve um preço de fechamento de R\$ 449,74/MWh, o qual é considerado extremamente elevado, devido ao contexto de subcontratação que as distribuidoras ainda enfrentavam e aos altos preços esperados para o PLD, o que fez com que os geradores pressionassem os preços para cima.

Tabela 4.4 – Resultados dos Leilões de Ajuste

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
1º LA- CANCELADO	31/08/2005				
2º LA	01/06/2006	0,072	18	0,006	81,51
3º LA	26/09/2006	0,022	10	0,003	138,54
4º LA	29/03/2007	0,851	189	0,089	104,81
5º LA - SEM NEGOCIAÇÃO					
6º LA	27/09/2007	1,449	170	0,360	248,64
7º LA	19/06/2008	0,347	109	0,083	239,89
8º LA	23/09/2008	0,521	233	0,145	278,54
9º LA	20/02/2009	8,668	1536	2,093	241,43
10º LA	17/02/2011	1,607	310	0,263	163,80
11º LA	30/09/2011	0,724	217	0,067	92,24
12º LA	29/03/2012	0,089	14	0,018	200,28
13º LA	14/06/2012	0,321	104	0,055	170,56
14º LA	27/09/2012	0,141	64	0,026	182,43
15º LA - SEM NEGOCIAÇÃO	27/03/2013				
16º LA - CANCELADO	09/05/2013				
17º LA - SEM NEGOCIAÇÃO	08/08/2013				
18º LA	15/01/2015	8,554	2105	3,902	456,16
Total		23,367	5079	7,110	304,27

Fonte: CCEE (2017b)

⁸⁹ Observa-se ainda que o 13º LEE foi realizado em um contexto adverso de mercado, dado que apenas havia se iniciado o Regime de Cotas de GF, pelo qual se recontratou em um regime de custo pelos serviços um grande bloco dos CCEARs que venciam do 1º LEE, porém esse montante não foi suficiente, dado que nem todas as proprietárias das usinas comprometidas com esses contratos aceitaram aderir a esse regime e acabaram por ficar com as usinas até o final do período das concessões e vendendo a energia elétrica no ACL.

4.4.5. Leilões de Energia de Reserva

Desde 2008 foram anunciados 11 Leilões de Energia de Reserva dos quais um não teve negociação e outro foi cancelado.

O certame com a maior negociação de energia foi o 2º LER, com 753 MW médios, e também com maior montante financeiro envolvido de R\$ 31,3 bilhões, sendo esse leilão o que marcou a introdução da fonte eólica por meio de mecanismo competitivo. Essa modalidade de leilão foi utilizada de forma consistente para acelerar a evolução da tecnologia eólica no período 2009-2013, e também passou a ser utilizado para introduzir a tecnologia solar PV em nível *Utility Scale* a partir de 2014.

Tabela 5.5 – Resultados dos Leilões de Energia de Reserva

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
1º LER	14/08/2008	71,175	567	18,806	264,22
2º LER	14/12/2009	132,016	753	31,446	238,20
3º LER	26/08/2010	72,027	445	14,586	202,51
4º LER	18/08/2011	80,717	460	11,670	144,58
5º LER	23/08/2013	118,429	676	17,014	143,66
6º LER	31/10/2014	93,849	535	19,261	205,23
7º LER	28/08/2015	40,587	232	13,650	336,32
8º LER	13/11/2015	89,045	508	24,132	271,01
9º LER - SEM NEGOCIAÇÃO	03/07/2015				
10º LER	23/09/2016	25,087	95	5,819	231,97
11º LER - CANCELADO	16/12/2016				
Total		722,932	4271	156,384	216,32

Fonte: CCEE (2017b)

Também merece destaque o 9º LER, que buscava contratar térmicas a gás natural, que deveriam funcionar como uma reserva operativa, mas não teve negociação.

Por fim, observa-se o cancelamento do 11º LER, como decorrência da crise econômica brasileira que reduziu a demanda e também reduziu as expectativas de crescimento da carga no horizonte de curto (1 ano) e médio prazo (3 anos).

4.4.6. Leilões de Fontes Alternativas

Desde 2004 se realizaram 03 Leilões de Fontes Alternativas, destacando-se o 2º LFA com uma contratação de 714 MW médios e R\$ 27,3 bilhões em montante negociado.

Tabela 4.6 – Resultados dos Leilões de Fontes Alternativas

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
1º LFA	18/06/2007	30,506	186	7,602	249,19
2º LFA	26/08/2010	129,447	714	27,294	210,85
3º LFA	27/04/2015	16,989	97	3,876	228,17
Total		176,941	997	38,772	219,12

Fonte: CCEE (2017b)

Esta modalidade de certame é pouco utilizada e funciona como um LEN A-3 para atendimento das necessidades das distribuidoras por meio de tecnologias renováveis. Na prática, esses certames são pouco utilizados, pois o MME passou a utilizar os LERs para incentivar as tecnologias renováveis e o atendimento das necessidades das distribuidoras são majoritariamente cobertas pelos LENs A-5 e A-3.

4.4.7. Leilões de Projetos Estruturantes

Os Projetos Estruturantes são grandes usinas hidroelétricas na região amazônica, e possuem esse nome porque alteram estruturalmente as condições de oferta do SIN. Observa-se que os preços dessas usinas estão entre os mais baixos para novas usinas no SIN, o que pode ser justificado pela escala dos empreendimentos como, também, pela competição bastante agressiva que os empreendedores (privados e associados com estatais) adotaram para conquistarem os aproveitamentos hidrolétricos.

Dos três Projetos Estruturantes viabilizados por meio de leilões, o que apresentou maior montante financeiro e de energia transacionados foi o projeto da UHE Belo Monte, com R\$ 96,5 bilhões e 3,2 GW médios.

Tabela 4.7 – Resultados dos Leilões de Projetos Estruturantes

Leilão	Data	Montante Negociado TWh	Montante Negociado MW médio	Montante Negociado R\$ bilhões	Preço Médio R\$/MWh
UHE Santo Antônio	10/12/2007	379,236	1553	53,039	139,86
UHE Jirau	19/05/2008	348,649	1383	42,888	123,01
UHE Belo Monte	20/07/2010	794,925	3200	96,927	121,93
Total		1.522,811	6136	192,854	126,64

Fonte: CCEE (2017b)

4.5. Análise Crítica dos Leilões

4.5.1. Introdução

A partir da estrutura regulatória, do mecanismo de submissão de lances e dos resultados dos leilões é possível realizar a análise crítica dos leilões do SEB. Ressalta-se que a análise apresentada neste trabalho está estruturada em torno das dimensões desenho de mercado, processo de leilão e desenho de leilão, conforme sintetizado na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Dimensões em um Leilão de Energia do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Ressalta-se que, neste capítulo, são apresentados os pontos de atenção dos certames, e que as propostas de solução para os problemas dos leilões do ACR, como também para o desenho de mercado do SEB, são descritas e analisadas na parte III deste trabalho, nos Capítulos 8 a 10.

4.5.2. *Desenho de Mercado*

4.5.2.1. *Introdução*

O desenho de mercado pode ser definido como o conjunto de arranjos legais, institucionais e regulatórios que estabelecem a forma e os limites de atuação dos diferentes agentes do setor elétrico. No caso do MSEB-2004, a Lei nº 10.848/2004 é o principal instrumento legal que norteia a regulação e a definição dos estímulos econômicos, com reflexos no planejamento energético, operação do sistema e sustentabilidade financeira.

4.5.2.2. *Desequilíbrio na compra entre as Distribuidoras*

A regulamentação do MSEB-2004 estabelece que as distribuidoras devem declarar, nos diversos tipos de leilões, suas necessidades de contratação para cobrir a carga dos clientes cativos. O estímulo regulatório visa a que as distribuidoras contratem antecipadamente para viabilizar a expansão da geração e segurança do sistema, dado que podem enfrentar glosas tarifárias caso fiquem expostas ao PLD na contabilização do MCP, além da permissão de repassarem às tarifas volumes de contratos de até 105% em relação à carga. De outro modo, pode-se dizer que as distribuidoras são as responsáveis por assegurar *Supply Adequacy* para o sistema e que a regulação estimula que estejam um pouco sobrecontratadas.

Apesar da regulação ser eficiente para estimular *Supply Adequacy*, nota-se que não tem sido eficiente em promover uma compra de energia elétrica eficiente ou equilibrada entre as distribuidoras. Para cada certame, a distribuidora simplesmente informa o montante desejado de energia elétrica, não havendo qualquer estímulo ou espaço para uma ação por parte da distribuidora quanto a preços e tecnologia que serão compradas. Cabe ao MME determinar quais tecnologias, condições técnicas das usinas, prazo de suprimento, preço inicial e os mecanismos de submissão de lances.

Dado que as distribuidoras só possuem estímulo para estarem contratadas e para cobrirem suas necessidades de atendimento, existe um desequilíbrio no portfólio de contratos e tecnologias, conforme apresentado na Figura 4.9, observando que as distribuidoras com um maior percentual de contratação de térmicas fósseis tendem a ter um custo maior na aquisição de energia elétrica.

Considerando todos os leilões do tipo LENs, LPEs e LFS realizados entre 2005 e 2016, verifica-se que existem distribuidoras com portfólios mais caros do que outras, especialmente se uma distribuidora teve o “azar” de necessitar comprar uma proporção elevada de sua necessidade em um leilão no qual projetos com custos mais elevados venceram, com destaque

para os leilões de térmicas fósseis com CVU elevados. Tal tipo de problema no desenho de mercado acabou por demandar outras medidas regulatórias, destacando-se a cobertura tarifária concedida pela ANEEL na componente CVA energia e a criação da Conta Bandeiras.

Figura 4.9 – Tipo de Contratação das Distribuidoras em LENs, LPEs e LFAs, 2005-2016

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017b)

A CVA energia procura estimar e antecipar na tarifa os desembolsos de caixa que as distribuidoras enfrentarão em diversos contratos, incluindo os CCEARs por disponibilidade e o pagamento da Parcela Variável. Já a Conta Bandeiras teve o objetivo de dar um sinal econômico para os consumidores cativos, com um adicional na conta de luz, em situações nas quais as térmicas com CVU mais elevados são necessárias para a operação do sistema. Todavia, dado o desequilíbrio do portfólio de contratos, no mecanismo da Conta Bandeiras, ocorre uma compensação de recursos entre distribuidoras que arrecadaram mais que suas necessidades para cobertura de CCEARs por Disponibilidade, com distribuidoras que arrecadaram menos do que o necessário.

Resumidamente, pode-se dizer que o problema de desenho de mercado associado à declaração da demanda das distribuidoras levou à criação de outros instrumentos que acabaram por aumentar a complexidade técnica e regulatória.

4.5.2.3. Comercialização agregada de Lastro e Energia

A comercialização de energia elétrica no MSEB-2004 se baseia em dois conceitos fundamentais: lastro e energia. Entende-se como lastro a métrica de Confiabilidade⁹⁰ de geração de usinas que estejam disponíveis, destacando que um comercializador, gerador ou PIE deve ter cobertura de 100% de suas vendas, em uma média móvel de 12 meses, seja com usinas próprias, com a GF associada, ou por meio de contratos de compra. Os Compradores do ACL também devem ter cobertura de 100% do consumo em uma média móvel de 12 meses, sendo que as distribuidoras devem apresentar essa cobertura com base no ano civil. A penalidade para aqueles que apresentam vendas ou consumo sem cobertura é pagar na CCEE o equivalente a 1/12 do montante em MWh, valorado ao maior valor entre o PLD e o VR. Dado que todo o consumo deve estar lastreado e que os vendedores devem realizar suas vendas com cobertura em GF ou contrato, é possível afirmar que, no momento, todos os contratos comercializados no Brasil carregam intrinsecamente o lastro, funcionando como um *Bundle* composto de lastro e energia.

Nos leilões do ACR, fica evidente que o contrato é um instrumento que agrega energia e lastro, misturando os conceitos de segurança no fornecimento e Confiabilidade (lastro) e de proteção contra variabilidade de preço da *commodity* (energia). Dessa forma, o fato do contrato apresentar esses dois conceitos, que são divergentes em diversos aspectos da estratégia de contratação, dificulta a operacionalização e impede uma maior liberalização do mercado, dado que se necessita desses certames para se obter *Supply Adequacy*.

4.5.2.4. *Exclusividade dos Leilões para o ACR*

Estima-se que entre 70%-75% da adição de nova capacidade no Brasil seja viabilizada por meios dos leilões do ACR. Se for considerado que há uma tendência de ampliação do ACL, mesmo com as leis e o arcabouço regulatório vigente, é possível afirmar que poderá haver um descompasso e riscos à segurança do suprimento no médio e longo prazo. Esse desequilíbrio faz com que o ACR termine por arcar e viabilizar as novas usinas, e o ACL apropria-se desta segurança e apenas paga o custo da *commodity* energia.

Adicionalmente, constata-se que as novas usinas exigem contratações de longo prazo no atual desenho de mercado, sendo que a migração de consumidores do ACL para o ACR tende a acentuar a má alocação dos custos e pode levar a situações de ineficiência na gestão tarifária para os consumidores que permanecerem regulados.

⁹⁰ A métrica de Confiabilidade do SEB é a GF, a qual, em seu cálculo, considera características físicas e econômicas da usina.

4.5.3. Processo de Leilão

4.5.3.1. Introdução

O Processo de Leilão é o conjunto de normas e procedimentos operacionais para divulgação, regulação, operacionalização, validação dos resultados e monitoramento dos certames. Nesta dimensão, deve-se discutir o prazo de divulgação e forma dos documentos, instrumentos regulatórios, contratos, garantias financeiras e o gerenciamento e/ou monitoramento da operação das usinas na dimensão da comercialização de energia.

4.5.3.2. Concentração de mercado e capacidade econômica

A concentração de mercado e a capacidade econômica dos grupos empresariais que participam dos leilões podem ser um problema, especialmente no que diz respeito à construção dos empreendimentos.

Dois casos emblemáticos que evidenciam como a concentração de mercado em leilões específicos podem se tornar um problema são o 6º LEN e o 15º LEN. No 6º LEN, destaca-se as usinas térmicas do grupo Bertin que não foram construídas, e que possuem processos administrativos e judiciais, os quais se arrastam a mais de 5 anos. Já no 15º LEN, houve problemas com as usinas eólicas do grupo Bioenergy, sendo que, neste caso, o empreendedor também não foi capaz de concluir as construções de suas usinas, prejudicando sensivelmente os objetivos de contratação do certame. Outro caso que suscita preocupações e que tende a evidenciar problemas são as usinas a gás natural Novo Tempo e Rio Grande, com Potência de 1.238 MW cada, e de propriedade do grupo empresarial Bolognesi. Desde a realização do certame, discute-se que são projetos de grande porte e que exigem investimentos superiores a R\$ 6 bilhões, além de uma complexa logística de combustível.

Por fim, a ausência de mecanismos mais eficientes de análise econômica permitiu que diversos empreendimentos sem viabilidade econômica, que venderam em LERs, não fossem construídos e “contaminassem” o portfólio. Os proprietários desses projetos alegam que a crise macroeconômica do Brasil levou à escassez de crédito e à deterioração das taxas de câmbio, dificultando, especialmente para a tecnologia solar PV, que ainda não possui indústria local.

Para se “limpar” esta carteira foi promovido um leilão de desconstrução intitulado de “mecanismo de desconstrução”, no qual os proprietários de projetos que ofertaram o maior valor como pagamento de multa e rescisão para a CONER ganharam o direito de rescindir os

contratos, tendo como restrição a participação em futuros LERs por dois anos. A lógica econômica para participar de um certame desse tipo é atenuar os custos e transtornos de longos processos administrativos e judiciais e submeter um lance que seja inferior aos custos de execução das garantias de participação, e do valor da rescisão do CER, que equivale ao valor de um ano de suprimento⁹¹.

4.5.3.3. *Descasamento entre a construção das usinas e linhas de transmissão*

Os leilões das linhas de transmissão normalmente são realizados após os leilões de geração, observando-se que uma das afirmações utilizadas no SEB é de que a transmissão deve seguir a geração. Contudo, em algumas situações, verificou-se um expressivo descompasso entre a construção das usinas e das linhas de transmissão.

Em situações nas quais a usina é concluída conforme o programado e a linha de transmissão apresenta atraso, é normal ocorrerem disputas administrativas e judiciais nas quais o proprietário da usina reclama do pagamento da receita do contrato independentemente da geração. No campo administrativo e regulatório, criou-se a figura do empreendimento apto, que seria a usina que está pronta para gerar, mas não há na rede capacidade de escoamento, cabendo, neste caso, o empreendedor receber pelo contrato. Esse descasamento acaba por ser oneroso ao consumidor, que paga pela usina que está disponível e paga novamente pelo consumo efetivo de outra usina que gerou no lugar. Dados da CCEE apontam que, entre janeiro/2012 e junho/2017, foram pagos R\$ 2 bilhões para usinas aptas sem a capacidade de escoamento.

4.5.3.4. *Garantias financeiras de participação e fiel cumprimento*

A garantia financeira de participação visa a assegurar que os participantes do leilão assinem os CCEARs e CERs originados dos certames e, dado o montante associado de 1% para um novo empreendimento,⁹² essas garantias deveriam servir como uma proteção a participantes “aventureiros” que pudessem facilmente desistir do leilão após a sua realização. No que tange à Garantia Financeira de Fiel Cumprimento, exige-se essa garantia com o intuito de assegurar a construção da usina e, novamente, devido ao expressivo percentual de 5% do valor do

⁹¹ Este trabalho considera como equivocado promover um mecanismo de desconstrução, pois ele introduz um risco moral, o qual poderá ser utilizado como pretexto por grupos empresariais que participem de leilões e depois não consigam viabilizar os projetos.

⁹² Conforme estabelecido no inciso III, do art. 31., da Lei nº 8.666/1993: “Art. 31. A documentação relativa à qualificação econômico-financeira limitar-se-á a: (...) III - garantia, nas mesmas modalidades e critérios previstos no ‘caput’ e § 1º do art. 56 desta Lei, limitada a 1% (um por cento) do valor estimado do objeto da contratação”.

investimento⁹³, espera-se que os empreendedores não participem dos leilões somente para assegurar uma carteira de projetos que seja facilmente descartada posteriormente.

Todavia, na prática, a ANEEL tem enfrentado dificuldades no processo de execução destas garantias financeiras, especialmente nas Garantias de Fiel Cumprimento, em que empreendedores aportam e/ou utilizam seguro-garantia. No processo de execução, as seguradoras exigem uma caracterização de sinistro e, consequentemente, a mensuração do valor do prejuízo causado. Em algumas situações, as seguradoras chegaram a oferecer como compensação à ANEEL apenas a restituição do valor gasto na organização do leilão. Esta dificuldade de execução e permissão legal da utilização do seguro-garantia levantam questionamentos sobre o papel e a efetividade das garantias financeiras dos certames.

Nesse sentido, a ANEEL está promovendo a revisão dos modelos dos editais de leilão e discutindo a respeito de como caracterizar melhor o sinistro ou, ainda, cogita-se a possibilidade de solicitar ao MME e/ou Congresso Nacional que, em uma revisão legislativa, seja abolida a modalidade seguro-garantia para leilões de energia elétrica. Contudo, nesse momento, pode-se elencar que a dificuldade de execução das garantias financeiras acaba por funcionar como um incentivo perverso para que participantes se inscrevam no leilão somente para conseguirem uma carteira de pedidos que possa ser revendida posteriormente e, em caso de frustração, o custo de descarte tem sido baixo.

4.5.3.5. *Garantias dos contratos dos Leilões - CCG*

A vinculação direta do CCG com os recebíveis das distribuidoras deveria funcionar como uma sólida garantia dos pagamentos dos CCEARs aos vendedores. Durante o período 2004-2014, o mecanismo funcionou relativamente bem, com os vendedores reclamando pontualmente da inadimplência de uma distribuidora por um período determinado de meses, o que depois era normalizado, seja pela própria execução dos dispositivos do CCEAR e/ou CCG, seja, ainda, por uma atuação de fiscalização e regulação da ANEEL.

Contudo, a partir de 2015, observam-se problemas estruturais com algumas distribuidoras da região Norte do país, especialmente aqueles que atuavam nos antigos sistemas

⁹³ Conforme § 3º, do art. 56, da Lei nº 8.666/1993, a garantia de fiel cumprimento poderá ser de até 10% do valor do investimento: “Art. 56. A critério da autoridade competente, em cada caso, e desde que prevista no instrumento convocatório, poderá ser exigida prestação de garantia nas contratações de obras, serviços e compras. (...) § 3º Para obras, serviços e fornecimentos de grande vulto envolvendo alta complexidade técnica e riscos financeiros consideráveis, demonstrados através de parecer tecnicamente aprovado pela autoridade competente, o limite de garantia previsto no parágrafo anterior poderá ser elevado para até dez por cento do valor do contrato. (Redação dada pela Lei nº 8.883, de 1994).”

isolados e que passaram a ser administradas pela Eletrobras. Dado cenário crônico de má gestão financeira e administrativa, os vendedores não estão conseguindo executar as cláusulas de garantias financeiras dos CCGs.

Nesse sentido, observa-se que o risco de crédito em futuros certames será mais elevado se a ANEEL não proibir a participação dessas distribuidoras enquanto não houver um saneamento das finanças. Há também movimentos no sentido de uma centralização dos pagamentos e controles por meio da CCEE, o que não resolveria o problema financeiro das distribuidoras, mas, ao menos, elevaria a transparência e efetividade operacional.

4.5.4. *Desenho de Leilão*

4.5.4.1. *Introdução*

O desenho de leilão é o mecanismo de atividade do certame⁹⁴ e o conjunto de requisitos técnicos relacionados. Neste processo, define-se o número de etapas e/ou fases, produtos, tecnologias (fontes), dinâmica da regra de atividade (ex.: ascendente, descendente, envelope fechado, rodadas uniformes, etc.), preço inicial (*price cap* ou *price floor*) e comportamento da demanda (inelástica ou curva de demanda), além das principais regras do contrato.

4.5.4.2. *Atraso ou não construção das usinas*

Um dos problemas que ocorrem no SEB, e que acabam por resultar diversos problemas administrativos e disputas judiciais, são os atrasos ou não construção das usinas que foram contratadas nos leilões do ACR. Em geral, a não construção de uma usina está associada a problemas de capacidade e/ou viabilidade econômica do empreendedor, enquanto os atrasos estão associados a problemas de licenças ambientais, fornecimento de equipamentos, trâmites administrativos e, eventualmente, problemas financeiros.

Considerando todos os CCEARs e CERs resultantes dos leilões realizados no período 2005-2017, verifica-se que o percentual de atraso das usinas é de 16%, o percentual projetado de atraso é de 11% e o percentual de usinas que não foram construídas é de 10%. Somando-se as três condições, tem-se que 38% da potência das usinas que se sagraram vencedoras nos

⁹⁴ Conhecido pelos agentes do SEB como “sistemática”.

certames apresentam algum problema relacionado ao prazo de construção da usina, em comparação ao início do suprimento dos contratos⁹⁵.

Para se realizar essa análise, considerou-se a potência das usinas vencedoras dos leilões e a data base de maio/2017. Não se considerou como atraso as usinas classificadas como aptas, porém com datas de suprimento postergadas foram tratadas como atraso, pois, de fato, a usina não estava fisicamente concluída para a data que foi programada. Além disso, não se considerou a suspensão de operação comercial como atraso e usinas que negociaram em mais de um certame foram computadas somente uma vez em relação à primeira data.

4.5.4.3. *Deságio e Poder de Mercado*

O leiloeiro busca desenhar um certame que maximize a competição e permita que seja extraída renda dos vendedores em favor dos compradores (distribuidora). Para isso, um dos aspectos relevantes é a definição do mecanismo de submissão de lances (sistemática). Contudo, os vendedores possuem um estímulo oposto, ou seja, desejam maximizar suas receitas. No processo de maximização de receitas, os participantes passam a estudar as sistemáticas e tentam exercer poder de mercado, especialmente se possuem várias usinas concorrendo em um mesmo leilão de um produto multiunidades. Uma evidência de exercício de poder de mercado seria a redução do deságio ao longo dos certames⁹⁶, o que pode ser observado na Figura 4.10 que aponta a evolução do deságio nos LENs com produtos para tecnologia eólica.

O deságio não é suficiente para afirmar que há exercício do poder de mercado, mas é um consistente ponto de partida. Complementarmente à hipótese do poder de mercado, é possível afirmar que a redução do deságio ao longo do tempo pode refletir outras possibilidades, tais como o aprendizado puro e simples por parte do empreendedor (jogos repetitivos), o atingimento do preço real da fonte ou, ainda, que os projetos mais eficientes já foram leiloados.

⁹⁵ Pesquisa realizada pelo autor em julho/2017 a partir dos dados públicos de operação comercial e o da planilha “Resultado Consolidado” dos Leilões, disponível o site da CCEE.

⁹⁶ Há também discussões entre os especialistas do SEB sobre o estabelecimento dos preços iniciais dos leilões. Neste sentido, a redução do deságio estaria relacionada ao estabelecimento de um preço inicial muito baixo ao invés do exercício de poder de mercado.

Figura 4.10 – Evolução do deságio de eólicas em LENs

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017c)

A Figura 4.11 apresenta a evolução do deságio nos LEEs. A mesma tendência é verificada na tecnologia eólica nos LENs, ou seja, o deságio reduz substancialmente ao longo do tempo. Por fim, na Figura 4.12, observa-se que a venda nos LEEs é concentrada em poucos vendedores, sendo o Top-5 responsável por 72% da venda em todos os leilões e por 69% nos leilões realizados a partir de 2013.

Figura 4.11 – Evolução do deságio nos LEEs

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017c)

Figura 4.12 – Concentração de mercado nos LEEs

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017c)

4.5.4.4. Definição dos Produtos

Um dos pontos sensíveis nos leilões do ACR é a definição dos produtos, que é tomada pelo MME com base em estudos técnicos da EPE e considerando o contexto do mercado e as decisões de política energética.

A definição das tecnologias normalmente é questionada pelos diversos grupos de agentes do SEB e, logicamente, ocorre um processo de *lobby* dos diferentes segmentos de geradores defendendo seus interesses. Em alguns certames, decide-se por limitar a participação de algumas tecnologias, observando os custos associados ou questões ambientais, como, por exemplo, ao se estabelecer tetos baixos de CVU para se evitar que usinas térmicas caras e poluentes participem dos certames. Contudo, apesar das disputas entre as diferentes tecnologias, algo que é normalmente definido pela maioria dos participantes é a segregação da demanda em produtos por tecnologia, considerando-se que cada recurso ou tecnologia possui características diferentes e, assim, podem implicar uma assimetria competitiva entre as fontes participantes do mesmo produto. Outro ponto a ser observado é que, com a evolução tecnológica e do mercado de cada tecnologia, devem ser reavaliadas as equiparações utilizadas. Outra característica relevante dos certames é que não são considerados os aspectos da transmissão no processo de submissão de lance, com exceção de leilões com estágio de transmissão nos quais se avalia apenas a disponibilidade de escoamento e não o custo combinado da geração e da transmissão. Em outras palavras, os leilões deveriam ser estruturados com a preocupação relativa ao atendimento do mercado de energia e do transporte até o centro de carga.

O ONS, na operação do SIN, considera os limites de escoamento da energia entre os subsistemas e regiões, porém a contratação é realizada mediante a formação de uma demanda única a ser rateada pelos subsistemas (submercados) existentes, na proporção da necessidade do consumo, seja por meio da declaração das distribuidoras, seja por meio da contratação da Energia de Reserva. Nesse contexto, a contratação não observa a localização da demanda e, consequentemente, não busca otimizar a alocação da oferta frente à necessidade do atendimento da carga. Por fim, questionamentos são apresentados quanto ao período de suprimento. A comercialização nos leilões de geração é firmada por meio de contratos, indexados pela inflação (IPCA) e por índices dos combustíveis, cujo período de suprimento de energia é de 20 a 30 anos. Este cenário, embora possivelmente bastante atrativo aos investidores, pode onerar as tarifas dos consumidores ao longo do tempo. Isso se deve não somente à indexação prevista nos contratos, que carrega uma inércia inflacionária que pode ser desassociada ao preço da *commodity* no mercado à vista, mas à impossibilidade de se capturar reduções de preços ao longo do tempo, devido à evolução tecnológica.

4.5.5. *Consolidação da Análise Crítica*

A análise dos leilões de ACR contempla as dimensões desenho de mercado, processo de leilão e desenho de leilão.

Na dimensão desenho de mercado, elenca-se os seguintes pontos de discussão:

- Desequilíbrio na compra entre as Distribuidoras;
- Comercialização de Lastro e Energia como um *Bundle*; e
- Exclusividade dos Leilões para o ACR.

Na dimensão processo de leilão, ressalta-se os seguintes pontos de discussão:

- Concentração de mercado e capacidade econômica;
- Descasamento entre a construção das usinas e linhas de transmissão;
- Garantias financeiras de participação e fiel cumprimento; e
- Garantias dos contratos dos Leilões - CCG.

Na dimensão desenho do leilão, destaca-se os seguintes pontos de discussão:

- Atraso ou não construção das usinas;
- Deságio e poder de mercado;
- Definição dos produtos

Complementarmente à análise crítica, apresenta-se na Tabela 4.8 uma síntese das características e principais elementos dos Leilões do ACR.

Tabela 4.8 – Características dos Leilões do ACR

Item	Descrição
Vendedores	<ul style="list-style-type: none"> Produtores Independentes de Energia e Comercializadores
Compradores	<ul style="list-style-type: none"> Leilões do ACR: as distribuidoras de energia para atenderem os seus consumidores. Leilões de Energia de Reserva: a CCEE, representando todos os consumidores, visando a aumentar a segurança de suprimento do SIN.
Período <i>Forward</i>	<ul style="list-style-type: none"> Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas: entre 3 e 7 anos. Leilões de Energia Existente e Energia de Reserva: entre 1 e 5 anos. Leilões de Projetos Estruturantes: 7 anos. Leilões de Ajuste: máximo 4 meses.
Período de Suprimento	<ul style="list-style-type: none"> Hidroelétricas, incluindo PCHs: 30 anos. Eólica, solar PV e biomassa: 20 anos. Térmicas Fósseis: entre 15 e 25 anos, o mais comum é 20 anos. Energia Existente: entre 1 e 15 anos. Leilões de Ajuste: entre 3 meses e 2 anos.
Modalidades de Contratação	<ul style="list-style-type: none"> Quantidade: risco de preços alocado ao vendedor. Disponibilidade: formato <i>call option</i> com risco de preços alocado ao comprador.
Mecanismo de submissão de Lances	<ul style="list-style-type: none"> Leilões para novas Hidroelétricas: envelope fechado com eventual rodada discriminatória quando a diferença entre o 1º colocado e outros lances é de apenas 5%. Leilões para todas as tecnologias, exceto hidroelétricas (2004-2016): Rodadas Uniformes com uma Rodada Discriminatória. Leilões para todas as tecnologias, exceto hidroelétricas (a partir de 2017): Lances contínuos até o tempo de inatividade ser atingido.
Garantias Financeiras do Vendedor	<ul style="list-style-type: none"> Leilões Supply Adequacy: <ul style="list-style-type: none"> - Garantia de Participação (<i>Bid Bond</i>): equivalente a 1% do valor do investimento. - Garantia de Fiel Cumprimento (<i>Performance Bond</i>): equivalente a 5% do valor do investimento. Leilões de Energia Existente: valor por lote, equivalente a R\$ 20.000/MW médio.
Garantias Financeiras dos contratos - Comprador	<ul style="list-style-type: none"> Leilões do ACR para Distribuidoras: contrato de garantias financeiras associado chamado CCG, o qual permite a vinculação dos recebíveis e transferência direta da conta da distribuidora para a conta do vendedor. Leilões de Energia de Reserva: a CCEE mantém um fundo de garantia suficiente para pagar 1,5 vezes todos os geradores por um mês, além de uma estrutura regulatória que permite coletar os recursos antecipadamente dos consumidores.
Papel das Entidades	<ul style="list-style-type: none"> MME: direcionadores políticos e técnicos do leilão. EPE: estudos técnicos e habilitação dos empreendimentos. ANEEL: estrutura regulatória do leilão. CCEE: operação do leilão e gerenciamento dos contratos. ONS: conexão ao <i>grid</i> das novas usinas.

Fonte: Elaborado pelo autor

4.6. Conclusões

O Brasil utiliza ativamente o mecanismo de leilões para a contratação de energia elétrica com um enfoque especial na segurança do suprimento, o que é reconhecido internacionalmente como *Supply Adequacy*. Pode-se também afirmar que o país foi o primeiro a utilizar o mecanismo de leilões em larga escala com o fim de *Supply Adequacy*, observando que R\$ 1,3 trilhão ou 7.079 TWh do total negociado de R\$ 1,6 trilhão ou 8.701 TWh são relativos a novas usinas contratadas em LENs, LFAs, LERs ou LPEs.

Na realização dos certames, há um forte envolvimento das principais instituições do SEB. O CNPE é o responsável por estabelecer as grandes linhas e direcionadores da política energética e, conseqüentemente, dos leilões. O MME implementa a política energética e as diretrizes dos leilões, utilizando-se do apoio técnico e dos estudos da EPE, que também é responsável pela habilitação técnica dos empreendimentos. À ANEEL cabe a regulação e fiscalização de todo o processo do leilão, que vai desde a inscrição para o certame até o final de suprimento dos contratos. A CCEE atua como operador do leilão e como entidade responsável pelo gerenciamento da contabilização e liquidação do contrato, incluindo o cálculo da energia produzida e eventuais ressarcimentos.

O arcabouço regulatório prevê diversos tipos de leilões com diferentes períodos de suprimento e antecedência em relação ao início da entrega, observando-se que esses certames são utilizados pelas distribuidoras para cobertura e atendimento de seus clientes cativos, no que se convencionou como ACR. O LER é o único certame em que a CCEE é o comprador representando os consumidores, obtendo os recursos para o pagamento dos CERs, por meio da cobrança de um encargo chamado EER ou por meio da liquidação da energia das próprias usinas no MCP.

Quanto ao tipo de contrato, existem duas modalidades basilares que se distinguem pela alocação do risco de entrega e preço da energia. No Contrato por Quantidade, que é normalmente utilizado para a tecnologia hidroelétrica e para os LEEs, aloca-se o risco de preços ao vendedor o qual, eventualmente, pode ficar exposto ao PLD na contabilização do MCP. No caso do contrato por Disponibilidade, que é normalmente utilizado para térmicas fósseis e pequenas renováveis em leilões cuja distribuidora é o comprador, o risco de entrega é associado ao comprador, sendo que as térmicas são normalmente despachadas quando o CVU é inferior ao PLD, com um funcionamento próximo ao de uma *call option* no mercado de ações.

Observa-se ainda que, para as pequenas renováveis (biomassa, eólica, solar PV e CGHs), existem cláusulas específicas que tentam mitigar o risco da variabilidade de geração para os vendedores.

O mecanismo de submissão de lances (sistemática) manteve-se relativamente estável no período 2004-2016, porém sofreu mudanças a partir de 2017. Para as usinas hidroelétricas de grande porte, tradicionalmente se utiliza a sistemática de envelope fechado, com uma eventual rodada discriminatória na situação em que houvesse ao menos um competidor no intervalo de 5% em relação ao melhor preço de lance. Para as demais tecnologias, normalmente se utilizou a lógica de rodadas uniformes com uma rodada discriminatória final. Contudo, a partir de 2017, tende-se a utilizar uma abordagem de lances contínuos até que um determinado tempo de inatividade seja atingido.

Para participar dos leilões do ACR, os vendedores devem aportar dois tipos de garantias financeiras. Para submissão de lances, é necessário o aporte de uma Garantia de Participação (*bid bond*), equivalente a 1% do valor do investimento da nova usina ou a R\$ 20.000/MW médio em caso de LEEs. Os vencedores do certame devem aportar uma Garantia de Fiel Cumprimento (*performance bond*), equivalente a 5% do valor do investimento da nova usina, com exceção dos LEEs e LAs cujas usinas já estão construídas.

Relativamente à garantia dos contratos para os vendedores, tem-se o CCG em leilões para distribuidoras e um fundo de garantia nos LERs. O CCG é um contrato que permite ao banco gestor realizar uma transferência direta da conta da distribuidora para a conta do vendedor, visando a mitigar o risco de discricionariedade e gestão da própria distribuidora. No que tange aos LERs, é constituído um fundo de garantia gerido pela CCEE com recursos coletados antecipadamente para cobrir 1,5 vezes todos os vendedores por um mês.

O resultado dos leilões realizados no período 2004-2016 aponta para uma contratação de renováveis da ordem de 61,72% em leilões de expansão da geração ou com enfoque em *Supply Adequacy*. A tecnologia hidroelétrica apresenta a maior parcela de contratação com 33,16%, o que foi, em muito, influenciado pelos LPEs na Amazônia com as usinas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Também merece destaque a contratação de usinas eólicas, que representou 18,20%.

Apesar dos diversos pontos positivos elencados, uma análise crítica nas dimensões desenho de mercado, processo de leilão e desenho de leilão permite elencar problemas que devem ser endereçados. Como problemas de desenho de mercado, verifica-se o desequilíbrio na compra entre as distribuidoras, a comercialização de lastro e energia como um *Bundle* e a exclusividade dos leilões para o ACR.

Na dimensão Processo de Leilão, ressalta-se como pontos de atenção a concentração de mercado e capacidade econômica, o descasamento entre a construção das usinas e linhas de transmissão, as garantias financeiras de participação e fiel cumprimento, e as garantias dos contratos dos leilões (CCG). Por fim, na dimensão desenho do leilão, destacam-se os atrasos ou não construção das usinas, a redução do deságio e eventual poder de mercado e a definição dos produtos.

Entende-se que os problemas elencados na análise crítica devem ser endereçados para que se eleve a eficiência alocativa do SEB. Contudo, dado que este trabalho propõe um novo desenho de mercado para o SEB, não se apresentou neste capítulo as possíveis soluções, as quais são discutidas nos Capítulos 8 a 10.

Parte II:
Desenhos de Mercados
de Energia Elétrica

Capítulo 5 - Teoria de Desenho de Mercado

5.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar a teoria de Desenho de Mercado de energia elétrica, englobando os seguintes aspectos: macro desenhos, Mercados de Capacidade, mercados de energia, certificados, mecanismos de proteção financeira, operação do mercado de tempo real, além de explorar os elementos presentes em mecanismos centralizados e descentralizados. O estudo sobre desenho de mercado está principalmente ancorado na abordagem apresentada por Hunt (2002), Stoft (2002), Harris (2009) e Biggar & Hesamzadeh (2014).

A análise se inicia com a defesa de que a competição é melhor do que o monopólio, utilizando-se elementos da microeconomia aplicados aos mercados de energia elétrica. Na sequência, são apresentados os quatro principais desenhos dos mercados de energia elétrica, cuja discussão foi didaticamente introduzida por Hunt (2002). Após os fundamentos básicos, é abordada a arquitetura de mercado, destacando-se o processo de fatiamento dos diversos produtos de energia elétrica, que visa a simplificar a regulação, promover a competição e, por fim, alcançar a eficiência econômica.

Considerando a arquitetura de mercado, discute-se o conceito de Mercado de Capacidade, algo inicialmente não contemplado nos mercados desregulamentados, mas que ganhou relevância nos últimos dez anos, especialmente ao se analisar as falhas dos mercados de energia elétrica e a introdução das fontes renováveis intermitentes. Na sequência, são apresentadas questões relevantes sobre poder de mercado, algo central em qualquer indústria e que ganha um forte apelo em um produto estratégico e sem substituto perfeito como é energia elétrica. Uma das ferramentas para se mitigar o poder de mercado, utilizada amplamente na Europa, é a integração de mercados, com competição entre países e a formação de preços de um leilão DAM e/ou IDM. Essa integração é relevante, mas com complexidade crescente ao se considerar a integração das renováveis intermitentes nos sistemas elétricos. Ao final, são apresentadas algumas questões avançadas na discussão técnica e teórica de desenho de mercado, com destaque para os preços locacionais, *Smart Grid* e geração distribuída.

Um ponto importante a se destacar é que a Teoria de Desenho de Mercados é fortemente ancorada na microeconomia. No caso específico da energia elétrica, também devem ser

considerados aspectos importantes da indústria e as características singulares desse produto, tanto na dimensão técnica, quanto econômico-regulatória.

A energia elétrica (ainda) não se estoca em larga escala e não possui um substituto perfeito, sendo que, em locais ou situações que esse produto não é disponível, o consumidor é obrigado a migrar para consumir produtos menos eficientes e que não atendem plenamente suas necessidades. Uma residência, em uma localização sem energia elétrica, pode substituir o chuveiro elétrico e a iluminação pela queima de lenha, biomassa ou combustível fóssil, mas, certamente, terá inconvenientes neste processo com os resíduos, poluição, custo e falta de praticidade. Nos grandes centros urbanos mundiais e até mesmo em regiões rurais de países desenvolvidos, o consumidor de energia elétrica é bastante intolerante à sua indisponibilidade e, dependendo do desenho de mercado, tende a não apresentar elasticidade ao preço.

A questão da elasticidade do preço redonda na dimensão econômico-regulatória, pois os reguladores e formuladores de política tendem a tratar o consumidor como passivo na formação do preço e no despacho das usinas, sendo esse um dos principais desafios no processo de desregulamentação dos mercados. Como destacado por Biggar & Hesamzadeh (2014), um dos paradigmas a ser superado no processo de construção dos mercados competitivos de energia elétrica é inserir o consumidor de forma ativa e mudar o *mindset* que trata de modo diferenciado o consumo em relação à geração.

Este trabalho defende a abordagem de que o uso eficiente dos recursos passa por mecanismos competitivos de mercado, no qual o consumidor possui um papel ativo, considerando aspectos de fundamentação conceitual⁹⁷. Não se entende como adequado defender a criação de mercados de energia elétrica simplesmente por ser uma moda ou por ser elegante do ponto de vista acadêmico.

5.2. Modelos monopolistas versus competição

5.2.1. Introdução

Os aspectos técnicos da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são os mesmos universalmente. Essa é uma afirmação aparentemente óbvia para os profissionais que trabalham na indústria, mas relevante para entender a utilização de diferentes desenhos nos

⁹⁷ Neste capítulo são apresentados argumentos e fundamentação matemática, sempre que possível, visando a demonstrar que o mercado é mais eficiente para organização da indústria de energia elétrica. Isso se soma aos conceitos apresentados no Capítulo 2, sobre a relevância do mecanismo de leilões na alocação de diversos produtos, incluindo energia elétrica.

mercados de energia elétrica em nível internacional. Uma vez que a energia elétrica é tecnicamente igual em qualquer país, a opção (ou não) de desregular um mercado de energia elétrica, e qual grau de liberalização será adotado, deve ser racional, e a principal pergunta a ser respondida é: o custo de controle dos contratos e da regulamentação necessária para o ambiente de mercado é menor do que o custo de um modelo verticalmente integrado? Se a resposta for positiva, a opção deve ser pela liberalização do mercado.

Responder essa pergunta é fundamental quando um formulador de política está analisando se introduzirá ou não um modelo competitivo para a energia elétrica, incluindo neste processo qual o grau de participação dos consumidores.

Este trabalho defende que os mercados de energia elétrica desregulamentados e competitivos, com alta participação dos consumidores na formação de preço e na tomada de decisão, são mais eficientes e com menores custos. Assim, apresenta-se a seguir a defesa em favor dos mercados no setor elétrico.

5.2.2. *Modelos monopolistas versus modelos competitivos*

5.2.2.1. *Determinação de preços no monopólio*

Uma empresa monopolista está em uma situação de mercado muito favorável, especialmente se produzir um bem considerado estratégico, como é o caso da energia elétrica. Por ser a única empresa, controla o quanto irá produzir e, por consequência, qual será o preço de venda do produto. Todavia, a empresa monopolista busca maximizar seus resultados. Logo, deverá produzir uma quantidade tal que, considerando sua estrutura de custos e a demanda do mercado, maximize seus lucros. Conforme exposto por Pindyck & Rubinfeld (2009), a teoria microeconômica estabelece que para uma empresa monopolista maximizar seus lucros é necessário que seu nível de produção implique obter uma receita marginal igual ao custo marginal.

Conforme a Figura 5.1, o lucro é maximizado quando a receita marginal MR se iguala ao custo marginal MC . Dado o nível de produção Q^* , para o qual $MR = MC$, se a empresa produzir uma quantidade menor Q_1 , estará abrindo mão de uma parte dos lucros possíveis, pois haveria espaço no mercado, dada a curva de demanda enfrentada pela empresa monopolista para obter uma receita extra que seria maior que o custo de produção expressa em Q^* . Também ocorre uma perda de lucratividade se a empresa decidir produzir uma quantidade maior que a

de equilíbrio, ou seja, uma produção igual a Q_2 . Ao produzir Q_2 , a receita adicional é inferior ao custo adicional. Logo, verifica-se um lucro perdido.

Figura 5.1 – Monopólio Verticalmente Integrado.

Fonte: Pindyck & Rubinfeld, 2009.

A decisão racional do monopolista é produzir Q^* maximizando o lucro, o qual é representado por π , sendo que a receita e o custo são dependentes de Q . Assim, temos a seguinte expressão:

$$\pi(Q) = R(Q) - C(Q) \quad (5.1)$$

Observa-se que Q se inicia em zero e π se eleva até a um ponto máximo, depois começa a decrescer. Logo, a maximização de π é obtida quando ocorre um pequeno incremento em Q , resultando uma situação na qual o incremento de $\pi = 0$. Desse modo, expressa-se algebricamente:

$$\frac{\Delta\pi}{\Delta Q} = \frac{\Delta R}{\Delta Q} - \frac{\Delta C}{\Delta Q} = 0 \quad (5.2.)$$

Mas $\frac{\Delta R}{\Delta Q}$ é a receita marginal e $\frac{\Delta C}{\Delta Q}$ é o custo marginal, o que leva a maximização de π na condição a seguir:

$$MR - MC = 0 \quad (5.3)$$

$$MR = MC \quad (5.4)$$

Esta análise matemática sobre a definição de preços em um ambiente monopolista pode ser simplificada. Para isso, inicia-se com a expressão da receita marginal:

$$MR = \frac{\Delta R}{\Delta Q} = \frac{\Delta(PQ)}{\Delta Q} \quad (5.5)$$

Destaca-se que cada receita extra, fruto de um incremento de Q , resultante de $\frac{\Delta(PQ)}{\Delta Q}$, possui as componentes preço P e uma curva descendente na qual a produção de uma unidade adicional reduz o preço em $\frac{\Delta P}{\Delta Q}$, podendo, deste modo, ser reescrito MR como a seguir:

$$MR = P + Q \frac{\Delta P}{\Delta Q} = P + P \left(\frac{Q}{P} \right) \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q} \right) \quad (5.6)$$

Considerando que $\left(\frac{Q}{P} \right) \left(\frac{\Delta P}{\Delta Q} \right)$ representa a elasticidade da demanda, cuja representação microeconômica clássica é $\left(\frac{1}{E_d} \right)$, temos a MR sendo reescrita como:

$$MR = P + P \left(\frac{1}{E_d} \right) \quad (5.7)$$

Isso significa dizer que a empresa monopolista pratica um preço com um incremento (*mark-up*) sobre o custo marginal, o que permite reescrever a expressão (5.7) como:

$$P = \left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right) \quad (5.8)$$

5.2.2.2. Determinação de preços no mercado competitivo

A formação de preços por uma empresa, em um mercado competitivo, também parte do pressuposto de que a empresa individualmente buscará maximizar o lucro π . Do mesmo modo que na estrutura de mercado de monopólio, a maximização de π depende das receitas R e dos custos C em relação à quantidade vendida Q , o que pode ser escrito da seguinte forma:

$$\pi(Q) = R(Q) - C(Q) \quad (5.9)$$

Assim, a empresa escolhe o nível de produção Q^* que maximiza a diferença entre R e C . Nesse nível de produção, a receita é igual ao custo marginal, o que pode ser escrito como:

$$\frac{\Delta \pi}{\Delta Q} = \frac{\Delta R}{\Delta Q} - \frac{\Delta C}{\Delta Q} = 0 \quad (5.10)$$

$$MR(Q) = MC(Q) \quad (5.11)$$

Isto pode ser representado graficamente pela Figura 5.2.

Figura 5.2 – Nível de produção individual em um mercado competitivo

Fonte: Pindyck & Rubenfield, 2009

Ao contrário de uma estrutura de mercado monopolista, a empresa não consegue em uma estrutura competitiva determinar um preço P maior do que o MR , pois, em estruturas competitivas, tanto compradores, quanto vendedores, são *price-takers* e não conseguem individualmente determinar o preço de mercado.

Logo, em uma estrutura competitiva, especialmente na visão microeconômica, uma estrutura de competição perfeita, ocorre a divisão dos excedentes de mercado entre compradores e vendedores. O excedente dos vendedores é a diferença entre o preço em que a empresa está disposta a vender e o preço de equilíbrio de mercado. O excedente do comprador (ou consumidor) é a diferença entre o quanto se está disposto a pagar e o preço de equilíbrio de mercado. A Figura 5.3 ilustra os excedentes do produtor e do consumidor em uma estrutura de competição perfeita.

Figura 5.3 – Nível de produção individual em um mercado competitivo

Fonte: Pindyck & Rubenfield, 2009

Portanto, considera-se que a estrutura de competição perfeita é eficiente e justa para a sociedade, pois ela divide excedentes e maximiza a produção possível, dado que, individualmente, as empresas produzem o limite da maximização de seus resultados (π). Logicamente, isso está restrito às condições de mercado e ao preço ($P = MR = MC$).

5.2.2.3. *Discussão sobre o preço em uma estrutura monopolista e uma competitiva em energia elétrica*

Após a análise da estrutura de mercado monopolista, na qual a indústria de energia elétrica se desenvolveu ao longo da maior parte do século XX, e da estrutura de competição perfeita, na qual as reformas atacadistas se alicerçaram a partir da década de 1990⁹⁸, apresenta-se a seguinte questão: é mais eficiente desregulamentar e criar mercados na indústria de energia elétrica do que manter os monopólios verticalmente integrados?

Os defensores dos modelos centralizados, e que enxergam a energia elétrica como um produto especial e como uma obrigação do Estado, responderão que não, e que devem ser mantidos os monopólios verticais com forte controle do Estado sobre investimentos e tarifas. Essa resposta está mais alicerçada em motivos políticos e ideológicos do que na racionalidade econômica. Tentando dar racionalidade econômica à defesa de um monopólio verticalmente integrado, pode-se utilizar como argumentos os custos de transação e os ganhos de escala.

Os **custos de transação** são os custos associados à realização e gestão de contratos que são utilizados para substituir a estrutura de comando e controle de uma empresa verticalmente integrada. A relação contratual deve compatibilizar os acordos comerciais realizados entre compradores e vendedores com a produção e consumo físico da energia elétrica, o que normalmente demanda regras e regulação complexa e específica.

Os **ganhos de escala** são as sinergias obtidas que resultam custos mais baixos quando uma empresa consegue otimizar sua gestão ao longo de uma cadeia produtiva. Na indústria de energia elétrica, normalmente se associa os ganhos de escala com a construção de usinas de maior porte e a sua integração com as linhas de transmissão, permitindo projetos com custo global menor. Espera-se que o custo global menor redunde em preços menores para os consumidores.

Este trabalho defende que é mais eficiente e econômico desregulamentar e criar mercados do que manter estruturas verticalmente integradas, destacando que se deve buscar, sempre que possível, criar uma estrutura de competição perfeita. O contra-argumento ao modelo verticalmente integrado é que, mesmo com custos de transações para realização e execução dos contratos e com economias de escalas, os modelos competitivos praticam preços finais mais baixos para os consumidores. Antes da análise microeconômica, pode-se fundamentar essa afirmação na evolução tecnológica, que reduziu sensivelmente os custos de transação, como

⁹⁸ Isso será discutido ao longo da seção 5.3 na qual é exposto os diferentes macrodesenhos de mercado, e no Capítulo 6, que descreve a evolução dos mercados internacionais de energia elétrica.

também reduziu a importância dos ganhos de escala, dado que usinas menores (incluindo as novas renováveis intermitentes) passaram a ser mais eficientes e viáveis economicamente.

Contudo, analisando pela lógica microeconômica, o preço em um mercado monopolista representado por $\left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right)$ é maior do que o preço praticado em um mercado com competição perfeita, que é representado somente por MC , dado que no monopólio a empresa consegue introduzir um *mark-up*:

$$\left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right) > MC \quad (5.12)$$

A partir do preço praticado, é possível estudar os excedentes gerados e que simbolizam o bem-estar dos consumidores e dos vendedores. Na estrutura de competição perfeita, conforme demonstrado na Figura 5.3, ocorre a divisão dos excedentes, dada a diferença do valor esperado e o efetivamente transacionado, seja para o vendedor, que vende a um preço maior do que o que estaria disposto a receber, seja para o consumidor, que compra a um preço menor do que estava disposto a pagar. Na estrutura de monopólio há uma transferência de renda em favor do vendedor, com um preço de venda praticado maior do que o da estrutura de competição e, logicamente, um menor volume de transações. A Figura 5.4 evidencia essa situação, o que inclui o peso morto do menor volume de transações.

Figura 5.4 – Nível de produção individual em um mercado monopolista

Fonte: Pindyck & Rubenfield, 2009

As áreas destacadas mostram o deslocamento dos excedentes do produtor e do consumidor quando se move de uma estrutura de competição com preço P_c e quantidade Q_c , para uma estrutura monopolista com preço P_m e quantidade Q_m . Devido a P_m ser maior que P_c , os consumidores perdem as áreas $A + B$ e os produtores ganham o equivalente a $A - C$, ocorrendo um peso morto $B + C$. Portanto, em uma abordagem puramente microeconômica, uma estrutura de mercado competitivo deveria ser defendida no setor elétrico, considerando os preços esperados mais baixos e o maior excedente produzido para a sociedade.

Combinando o campo da microeconomia com o campo estritamente técnico da indústria de energia elétrica, entende-se que um mecanismo de mercado que busque a competição e tenha um sinal de preço correto é um melhor indutor de eficiência do que modelos regulatórios estáticos e sujeitos a análises centralizadas e com defasagem temporal. Hunt (2002) explicita que os aspectos estritamente técnicos do setor elétrico são universais, ou seja, as Leis de Kirchhoff são as mesmas em qualquer país, seja este desenvolvido, seja subdesenvolvido, ideologicamente alinhado com mercados ou não. Ocorre que, em um mecanismo regulatório centralizado, é necessário acreditar que um corpo de técnicos, que não estão no dia-a-dia das operações das empresas e que se esforçam para estarem atualizados, teria a capacidade de analisar e regular com incentivos corretos os custos e os serviços a serem prestados, sintetizando isso em uma tarifa regulada calculada em ciclos definidos. Ao deixar este trabalho por meio de um mecanismo de preço, é de se esperar um uso mais eficiente dos recursos, pois, dada a competição, as empresas tentarão maximizar seus retornos e os consumidores minimizarão seus pagamentos, indo, assim, a uma situação de equilíbrio expressa por um preço de mercado.

Concluindo a defesa em favor da competição, em mercados competitivos, os riscos são alocados aos vendedores e o consumidor se beneficiaria da disputa entre diferentes vendedores que estariam tentando minimizar seus custos e diminuindo suas margens de lucro necessárias para cobrir, além dos custos de capital, os seguintes riscos: (i) nível de demanda e preços de mercado; (ii) mudanças tecnológicas que podem tornar tecnologias obsoletas; (iii) decisões de gestão e manutenção dos ativos; e (iv) risco de crédito.

Em uma empresa verticalmente integrada ou monopolista é necessária a mencionada regulação, que normalmente implica alocar nos consumidores os riscos de mercado e, administrativamente, definir um lucro considerado normal, com base em premissas e estudos técnicos realizados pelos técnicos do regulador ou do formulador de política.

Obviamente existem setores nos quais não é possível a competição, caracterizando-se como monopólios naturais, pois, introduzir competição em um setor com essa classificação,

significaria elevar os custos médios de toda indústria e não auferir os benefícios da competição, em especial preços mais baixos.

Com enfoque no setor elétrico e utilizando uma das máximas do RE-SEB, deve-se buscar a competição, sempre que possível, e regular somente o que for necessário. Neste caso, seria competir na geração e comercialização de energia elétrica e regular, por meio de tarifa, somente os serviços de fio de alta (transmissão) e baixa (distribuição) tensão.

5.2.2.4. *Estrutura clássica dos mercados de energia elétrica*

Considerando-se que a estrutura de mercado competitivo é a desejável, a regulação deveria buscar a competição sempre que possível. Contudo, os mercados não são perfeitos e os reguladores devem sempre buscar uma competição entre os agentes, o que envolve coibir e analisar práticas que sejam anticompetitivas.

Uma empresa com grande poder de mercado pode tentar manipular os preços e transferir, de forma indevida, renda dos consumidores ou, ainda, estabelecer políticas de preço extremamente agressivas no curto prazo para retirar do mercado outros competidores e, posteriormente, subir os preços. Assim, é perceptível que a regulação econômica do setor elétrico é muito mais complexa do que a regulação simplesmente técnica dos aspectos físicos da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em países que adotam uma estrutura competitiva na indústria de energia elétrica é normalmente observada uma estrutura de competição na geração e comercialização e uma abordagem de regulação por meio de tarifas na transmissão e distribuição. Contudo, conforme analisado por Stoft (2002), Hunt (2002) e Biggar & Hesamzadeh (2014), normalmente não se verifica uma competição perfeita nos segmentos de geração e comercialização, sendo a estrutura de oligopólio a mais comumente encontrada.

Em 1838, Cournot⁹⁹ apresentou o conceito de um grupo de vendedores não coordenados e não colusivos que tentam maximizar os seus retornos praticando preços acima da estrutura competitiva, o que ganhou o nome de oligopólio (STOFT, 2002, p.240).

⁹⁹ Antoine Augustin Cournot (1801-1877) foi um economista e matemático francês com importantes contribuições na teoria marginalista, com destaque para o estudo sobre o comportamento das empresas em ambientes monopolistas. O modelo de Cournot é clássico do estudo da microeconomia e se alicerça na premissa de que a competição se dá pela determinação da quantidade produzida, resultando preços mais elevados do que o preço do mercado competitivo, pois os montantes determinados são inferiores.

As empresas, em uma estrutura oligopolista,¹⁰⁰ tentam se comportar como um monopólio na política de preços, aplicando *markups*, ou seja, exercendo poder de mercado no sentido de diminuir os excedentes globais do mercado e proporcionar transferência de renda para os vendedores desse mercado. Contudo, isso não é um jogo simples e, considerando os aspectos de teoria dos jogos, o equilíbrio em um jogo oligopolista é do tipo equilíbrio de Nash, no qual cada empresa faz o melhor para maximizar os seus resultados em função do que as outras empresas estão fazendo. Em um monopólio de Cournot, todos os vendedores escolhem o seu nível de produção e o preço é determinado pela interação dessas ofertas agregadas com a curva de demanda agregada, destacando-se que a oferta de cada produtor é inferior ao que seria em uma competição perfeita.

Apesar de buscar se comportar como um monopólio, normalmente a estrutura de mercado oligopolista possui preços mais baixos do que uma estrutura monopolista, pois, assumindo que a competição pelo mercado ocorre sem práticas colusivas, existe assimetria de informação entre as empresas, além de uma tendência natural de se desejar obter uma maior fatia do mercado. Esta falta de coordenação leva a situação na qual as empresas de mercado não consigam plenamente exercer seu poder de mercado, o qual é representado por sua participação de mercado s , sendo $s < 1$. Assim, o preço em um oligopólio de Cournot P_{OC} é representado por:

$$\left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right) * s \quad (5.13)$$

Teorema 7: *Um mercado de energia elétrica competitivo apresenta menores preços do que um mercado monopolista regulado.*

Prova: O preço em uma estrutura monopolista é maior do que o preço em uma estrutura oligopolista, o qual é, por sua vez, maior do que o preço praticado em uma estrutura de competição perfeita, conforme demonstrado a seguir:

¹⁰⁰ Existem três tipos básicos de oligopólios abordados na teoria microeconômica: Cournot, Bertrand e Stackelberg. No oligopólio de Cournot, as empresas determinam os volumes de produção e o preço é resultado desse volume definido. No modelo de Bertrand, as empresas definem os preços que serão praticados e os volumes produzidos são resultados desses preços. No modelo de Stackelberg, a empresa líder se move inicialmente e as demais empresas a acompanham. Para um estudo didático sobre o tema, ver Pindyck & Rubenfield (2009).

$$\left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right) > \left(\frac{MC}{1 + \left(\frac{1}{E_d} \right)} \right) * s > MC \quad (5.14)$$

$$P_m > P_{oc} > P_c \quad (5.15)$$

O papel dos reguladores em mercados oligopolistas é complexo, pois envolve analisar o exercício de poder de mercado das empresas e o estabelecimento de mecanismos de desenho de mercado que incentivem a competição e mitiguem a prática de preços mais elevados, os quais diminuem o excedente de mercado e transferem renda do consumidor para os vendedores. Porém, apesar de a estrutura oligopolista não ser a ideal, ainda é melhor do que a estrutura monopolista, o que deve ser um incentivo para a desverticalização e a criação de mercados nos segmentos de geração e comercialização. ■

Não obstante, os segmentos de transmissão e distribuição são normalmente considerados monopólios naturais com uma regulação por meio de tarifa, mesmo em países e mercados com estrutura competitiva. Isso se deve aos elevados custos fixos e à impossibilidade física de se promover a competição no segmento de transporte, destacado que, se fosse promovida a competição nesses segmentos, ocorreria uma elevação global dos custos médios e, conseqüentemente, nos preços praticados.

Figura 5.5 – Preço em um monopólio natural

Fonte: Pindyck & Rubenfield, 2009

A Figura 5.5 reflete a estrutura de mercado do monopólio natural, em que uma empresa possui economia de escala com custos marginais decrescentes ao longo de todo volume de produção possível. Nesse caso, o regulador necessita estabelecer um preço P_r que simule a estrutura competitiva, ou seja, uma tarifa em que não haja lucros excedentes nem prejuízos, observando-se que uma taxa de lucro considerada “normal” é permitida e entendida na estrutura de custos como custo de capital. No setor elétrico, isso justifica o estabelecimento de uma política tarifária para os serviços de transporte (distribuição e transmissão), o que não impede que sejam feitos leilões para estabelecer quais empresas terão o direito de explorar um determinado monopólio natural. Em outras palavras, deve ser estabelecida uma competição pelo direito de exploração de uma área de distribuição ou linha de transmissão. Nesse processo, o regulador ou formulador de políticas pode determinar critérios de prestação desses serviços, com destaque para disponibilidade das linhas de transmissão e o nível de qualidade dos serviços de distribuição.

5.3. Desenhos básicos dos mercados de energia elétrica

5.3.1. Introdução

Na seção anterior, foi apresentada a fundamentação em favor da competição dos mercados de energia elétrica. Nesta seção, são apresentados os quatro principais modelos utilizados na indústria de energia elétrica mundial, o que este trabalho denomina como “os macrodesenhos”, ou Modelos Canônicos de Desenho de Mercado.

Em geral os modelos de desenho de mercado estão relacionados ao grau de participação do consumidor na definição do supridor da *commodity* energia elétrica, assumindo-se que os serviços de transporte permanecem como monopólios naturais mesmo em um modelo com elevado grau de competição. Os quatro modelos de desenho de mercado são: (i) Monopólio; (ii) *Single Buyer*; (iii) Competição no Atacado; e (iv) Competição no Varejo.

5.3.2. Monopólio

O monopólio verticalmente integrado foi o modelo que serviu a indústria de energia elétrica, em nível mundial, por praticamente todo o século XX, sendo ainda presente em muitos países da África, Ásia e América Latina.

Neste modelo, todas as funções da indústria são realizadas de forma integrada e, normalmente, por uma única empresa, visando obter ganhos de sinergia e facilitar o controle de

um produto estratégico. Não há competição em nenhuma função da indústria e normalmente esta empresa monopolista é estatal. Existem algumas situações em que a estrutura monopolista é privada, mas, neste caso, há uma forte regulação nos preços, níveis de investimento e qualidade dos serviços.

A versão clássica considera uma única empresa integrada verticalmente com geração, transmissão e distribuição (chamada vulgarmente de “empresa de Ciclo Completo”). Existe uma versão alternativa com uma empresa integrada de geração e transmissão e com outras empresas realizando a distribuição. No caso brasileiro, o setor elétrico conviveu por praticamente meio século (entre 1955 e 2000) com as duas estruturas, pois, em alguns casos, uma estatal estadual realizava todas as funções da indústria (CESP em São Paulo, COPEL no Paraná, etc.); em outros, uma estatal federal atuava na geração e transmissão, enquanto uma distribuidora estatal estadual entregava a energia elétrica aos consumidores finais (CHESF na região Nordeste e várias distribuidoras estaduais).

Figura 5.6 – Monopólio Verticalmente Integrado.

Fonte: Hunt (2002)

O monopólio verticalmente integrado é um modelo de difícil sustentação nos dias atuais, pois demanda níveis altos de investimento, considerando as taxas de crescimento da demanda por energia elétrica nas sociedades contemporâneas.

Existe uma tendência de flexibilização independentemente da vertente ideológica, no sentido de se atrair mais competição. Acredita-se que, no médio prazo, este modelo só será

mantido em mercados muito pequenos, onde o custo de se manter uma estrutura monopolista seria menor do que o custo de regulação e contratos de um ambiente competitivo.

5.3.3. *Single Buyer*

O modelo do comprador único nasceu por meio da lei *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), aprovada pelo Congresso dos EUA em novembro de 1978. O objetivo da lei era atrair novos investimentos para o setor de energia elétrica e promover um uso mais racional dos recursos, especialmente após a crise que o país estava enfrentado no setor energético, fruto do choque dos preços do petróleo, ocorrido em 1973. Neste momento surge o conceito do PIE ou IPP (*Independent Power Producer*), no qual *players* privados competem para fornecer energia elétrica para as *utilities* já existentes. A competição para vender para as *utilities* ocorre normalmente por leilões ou chamadas públicas, com contratos regulados por uma agência, sendo, no caso americano, normalmente uma agência estadual.

Estrutura-se o *Single Buyer* de duas versões: (i) desagregada; e (ii) integrada. A versão integrada é a mais próxima da lei PURPA e do modelo adotado nos EUA, vigente ainda hoje em alguns estados. Na versão desagregada, é constituída uma empresa ou entidade regulatória, que é responsável por comprar toda a energia elétrica necessária para atender todas as distribuidoras, sendo a venda realizada por PIEs, que competem em preços. Na versão integrada, ainda há uma *utility* verticalmente integrada que complementa sua necessidade de geração adquirindo de PIEs, os quais também competem por preço.

Neste modelo, os contratos entre os PIEs e as *utilities* tendem a ser de longo prazo e associados ao tempo de vida das usinas. A atualização dos preços está sujeita à regulação, sendo que é comum vincular os preços à inflação ou às cotações do combustível. Além disso, os riscos são alocados ao consumidor, ou seja, após a competição inicial ocorrida no momento da compra pelo *Single Buyer*, os riscos de nível de demanda, preços de mercado e tecnologia são transferidos ao consumidor.

Figura 5.7 - Single Buyer

Fonte: Hunt (2002)

Normalmente o *Single Buyer* é o primeiro passo em direção à competição no setor elétrico, pois, apesar dos PIEs competirem no momento do leilão, não há opção de escolha por parte do consumidor final. Vários países, incluindo diversos estados americanos, utilizam ainda hoje o *Single Buyer*. Contudo, esta abordagem de mercado suscita polêmicas, pois os defensores do livre mercado e da escolha do consumidor afirmam que os governos tendem a estacionar a reforma neste estágio, para que ainda possam ter controle das tarifas de energia elétrica. Entretanto, observa-se que, mesmo em mercados desregulamentados e maduros, é comum ainda haver alguma estrutura de *Single Buyer* para compra de parte dos produtos vinculados à energia elétrica que possam ser considerados bens públicos, sendo um exemplo relevante a contratação de capacidade em mercados com Competição no Varejo.

5.3.4. Competição no Atacado

Este modelo nasceu na segunda metade da década de 1980, sendo o Chile o primeiro país a adotar reformas para introduzi-lo. Na sequência, o Reino Unido, em uma onda liberalizante, realizou reformas para desregulamentar o setor elétrico e também introduziu um mercado atacadista entre 1989-1990. Contudo, o modelo de competição no atacado ganha corpo na década de 1990, com a aprovação, em 1992, do *Energy Policy Act* nos EUA, no qual se cria uma estrutura legal que favorece o surgimento dos mercados atacadista em vários estados

americanos. Além dos EUA, vários países adotaram reformas atacadista na Europa (incluindo os Nórdicos) e na América Latina, com a lógica de que o incremento da competição traria maior dinamismo aos mercados, com preços mais baixos.

No modelo atacadista, é retirada qualquer regulação por custo do serviço e nos preços na comercialização de energia elétrica. Permanecem com tarifas reguladas os segmentos de transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais. Podem comprar de forma competitiva os grandes consumidores e as distribuidoras, que continuam a entregar fisicamente a energia elétrica a todos os consumidores e a representar comercialmente os pequenos consumidores. Para este modelo funcionar, é necessário um Operador de Mercado (contabilização e liquidação financeira das posições) e um Operador do Sistema (equilíbrio e manutenção da estabilidade física do consumo e geração), sendo que, em alguns países, a opção adotada é de unificar as atividades comerciais e físicas em um único operador.

Figura 5.8 – Competição no atacado

Fonte: Hunt (2002)

Para um correto funcionamento do modelo de Competição no Atacado, é necessário estruturar cinco elementos fundamentais:

- **Desregulamentação da geração com venda no mercado a preços competitivos:** ao se adotar uma estrutura atacadista, parte-se do pressuposto de que os preços

competitivos são menores do que os preços regulados. Assim, deve-se estimular a competição sempre que possível, evitando-se a regulação por custo do serviço.

- **Distribuidoras e grandes consumidores compram competitivamente:** o Operador do Mercado deve criar um ambiente que favoreça a competição também no lado comprador. Nesse sentido, recomenda-se o uso de leilões e bolsas de energia, com produtos padronizados e *disclosure* de preços.
- **Participação de Corretores e Comercializadores:** em um mercado atacadista é saudável a presença de corretores e comercializadores, especialmente pela liquidez que oferecem ao mercado. Corretores são empresas que apenas realizam o encontro dos vendedores e compradores, cobrando uma comissão por esse serviço. Comercializadores são empresas que compram grandes blocos de energia de geradores ou outros comercializadores para ofertarem aos seus clientes de forma customizada, tomando nesse processo riscos econômicos de crédito e operacional.
- **Não existe opção de *default* que não seja o *market clearing price*:** todas as diferenças entre os montantes contratados e os realizados fisicamente são liquidados ao *market clearing price*, também conhecido em alguns mercados como *spot price*.
- **Distribuidoras fornecem aos pequenos consumidores com alguma sensibilidade de preço:** as distribuidoras fornecem aos pequenos consumidores, por meio de uma combinação de tarifa regulada e preço sensível, a variação do *spot price*. Este mecanismo é introduzido para que os pequenos consumidores também sejam sensíveis às variações dos preços no mercado atacadista e consumam de forma responsável.

Na estrutura atacadista devem participar das operações de mercado somente os grandes *players* do setor. Os pequenos geradores e consumidores participam indiretamente e de forma marginal.

5.3.5. Competição no Varejo

No modelo de Competição no Varejo existe uma ativa participação dos consumidores nas operações de mercado. Todos os consumidores, independentemente do seu tamanho, podem escolher seus fornecedores, embora a estrutura de mercado normalmente considere a presença de agregadores ou comercializadores varejistas, que são normalmente classificados como *Load-Serving Entities* (LSEs). Neste modelo existe uma clara separação nos serviços de distribuição de energia elétrica (transmissão de baixa tensão) e no suprimento comercial, o que pode incluir

até mesmo serviços agregados. Nos EUA este modelo é conhecido como *retail access* ou *customer choice*, sendo adotado em alguns estados, com especial destaque para o Texas, no qual os consumidores podem trocar de fornecedor livremente por meio da internet, além de ser possível consultar todos os serviços e preços oferecidos em um site administrado pela agência reguladora estadual.

Para este modelo funcionar é necessário um grande número de compradores e vendedores, além de ferramentas acessíveis para que os consumidores possam comparar os preços e os serviços oferecidos pelos diferentes supridores. Nesse sentido, um grande desafio é tornar o consumidor sensível aos preços do mercado à vista, dado que este, ao escolher o seu supridor diretamente, poderá analisar diversas opções, sendo que os vendedores (LSEs) deverão incorporar em seus preços os diferentes riscos, inclusive o risco de preço do mercado à vista.

Figura 5.9 – Competição no Varejo

Fonte: Hunt (2002)

Observa-se também que este modelo diminui sensivelmente a capacidade do Estado de regulação. Logo, os preços dos mercados de energia elétrica ficam menos sujeitos à interferência política e são definidos competitivamente por compradores e vendedores. Isso é extremamente desafiador para mercados nos quais os reguladores e os formuladores de políticas

estão habituados a usar as tarifas de energia como ferramenta política, incluindo para combate da inflação, com tarifas que não refletem plenamente a evolução dos custos. Em um modelo de Competição no Varejo, uma agência reguladora deveria evitar um processo de intervenção regulatória contínua nos preços e contratos, migrando o seu papel de um perfil meramente técnico, de análise de aspectos de fornecimento e tarifas, para um viés fortemente econômico e de competição, pois passa a ser necessário o monitoramento de práticas anticompetitivas dos vendedores e a disponibilização de serviços pelas LSEs para todos os consumidores.

5.3.6. Considerações Gerais

Os quatro modelos de desenho de mercado são o ponto de partida para a estruturação e arquitetura dos mercados de energia elétrica em nível internacional. A escolha de um modelo de desenho de mercado é normalmente associada a questões econômicas e ideológicas dos reguladores e formuladores de política. Um ponto que deve ser considerado, no momento da escolha de um desenho, é a estrutura institucional e regulatória que deverá ser constituída, com os naturais rebatimentos sobre os contratos que serão celebrados e os relacionamentos entre os diversos participantes do mercado. A Tabela 5.1 sumariza os principais pontos dos quatro modelos considerados canônicos:

Tabela 5.1 – Modelos Básicos de Desenho de Mercado

	Descrição	Vantagens	Desvantagens
Modelo 1: Monopólio Verticalmente Integrado	Empresa única que cuida de toda cadeia de produção da energia elétrica, incluindo transporte.	>Modelo clássico e familiar para todos. >Menores custos de transação >Ganhos de escala: geração + transmissão	>Preço de venda maior devido a estrutura de monopólio >Ausência de escolha para o consumidor >Dificuldade de manutenção em cenário de escassez de recursos
Modelo 2: Single Buyer	Comprador único que adquire energia elétrica de PIES por meio de mecanismos competitivos.	>Introdução da competição >Preços menores do que no modelo 1 >Mantem relativo controle regulatório	>Riscos são alocados aos consumidores >Ausência de escolha para o consumidor >Forte intervenção regulatória
Modelo 3: Competição no Atacado	Ambiente de competição entre vendedores e grandes compradores, incluindo Distribuidoras que compram para atender os consumidores residenciais	>Competição em nível de atacado >Preços menores do que no modelo 2 >Riscos alocados aos vendedores	>Complexidade regulatória >Complexidade institucional (operador de mercado e operador do sistema)
Modelo 4: Competição no Varejo	Ambiente de competição entre vendedores e consumidores, escolha para todos os consumidores	>Competição em nível de varejo >Preços menores do que no modelo 3 >Surgimento de novos produtos	>Perda da capacidade regulatória em influenciar preços >Maior complexidade para o consumidor

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Hunt (2002)

Este trabalho defende o estabelecimento de mercados competitivos na indústria de energia elétrica. Logo, seria ideal que os reguladores e formuladores estruturassem desenhos de mercado no sentido de constituir o modelo 4, sempre que possível, resultando, teoricamente, preços mais baixos e com maiores excedentes.

5.4. Arquitetura de Mercado

5.4.1. Introdução

O cidadão e consumidor comum de energia elétrica tendem a imaginar que a energia é um único produto e a maior diferenciação que normalmente se consegue fazer é entre os serviços de transporte (fio) e energia. A maioria dos consumidores não imagina a complexidade que existe na operação dos sistemas elétricos, muito menos como é a compatibilização do que ocorre no mundo físico (produção e transporte da energia elétrica na rede) com o mundo comercial.

A compatibilização do que ocorre no mundo físico com o mundo comercial depende do modelo de desenho de mercado adotado, ou seja, dependendo do desenho, a complexidade pode ser maior ou menor. O desenho de mercado também influenciará na forma como a energia elétrica é dividida em diferentes produtos e como será o relacionamento entre as instituições e agentes dos mercados.

Nos mercados competitivos, é necessária uma série de instituições para regulação, operação física e operação comercial dos sistemas, além de diferentes agentes nos diferentes mercados. Assim, para se entender os mercados de energia elétrica, é necessário aprofundar o estudo na teoria de desenho de mercado em um nível abaixo, o qual é conhecido como Arquitetura de Mercado. Define-se Arquitetura de Mercado como o conjunto de relações entre as diversas instituições e agentes de mercado para negociar os diversos produtos vinculados à energia elétrica.

O objetivo desta seção é explorar o tema Arquitetura de Mercado, descrevendo, inicialmente, o papel das instituições e agentes de mercado e quais são os diferentes produtos vinculados à energia elétrica. Além disso, é apresentado como esses diferentes produtos são transacionados, considerando as instituições e agentes de mercado estabelecidos sob um determinado Desenho de Mercado escolhido.

5.4.2. Instituições e agentes na Indústria de Energia Elétrica

As instituições e agentes na indústria de energia elétrica podem variar de acordo com o modelo de desenho de mercado e com o arcabouço político do país. Neste trabalho, as definições apresentadas consideram os conceitos normalmente aplicados para países que adotam os modelos de Competição no Atacado e Competição no Varejo, pois são os modelos que possuem uma estrutura organizacional mais complexa. Uma vez compreendida essa estrutura, é naturalmente mais fácil entender ou “encaixar” os papéis institucionais atribuídos nos modelos de Monopólio Verticalmente Integrado e *Single Buyer*.

- **Comitê Nacional de Energia:** comitê composto por membros de diversos ministérios do país e responsável por determinar os *drivers* da política energética. O Comitê Nacional de Energia pode ser presidido pelo Ministro de Energia ou por algum representante do Poder Executivo do país. Normalmente participam como membros deste tipo de Comitê os Ministros de Finanças, Meio-Ambiente e Tecnologia. As suas decisões são publicadas em documentos oficiais, que devem ser obedecidos pelo Ministério de Energia no estabelecimento das decisões políticas rotineiras.
- **Ministério de Energia:** o Ministro de Energia é indicado pelo Poder Executivo e tem como missão implementar os *drivers* políticos estabelecidos pelos Comitê Nacional de Energia. O Ministério de Energia também é responsável por elaborar a política de energia, com definições relacionadas à arquitetura de mercado, o que compreende definir a interação entre os mercados físicos e financeiros e quais produtos serão comercializados competitivamente. As decisões do Ministério de Energia podem ser tomadas monocraticamente ou dependerem de aprovação do Chefe do Executivo, caso ultrapassem os limites estabelecidos pelo Comitê Nacional de Energia. Um ponto importante para o Ministério de Energia é evitar o microgerenciamento regulatório (fórmulas matemáticas dos contratos, cláusulas específicas, etc.), dedicando maior atenção às questões estruturais do mercado e aos objetivos de médio e longo prazo. Entende-se que o papel desta instituição é estratégico e não operacional, e o envolvimento em aspectos regulatórios só deve ocorrer em situações muito específicas e excepcionais.
- **Departamento de Energia:** o Departamento de Energia ou *Office* de Energia é uma instituição composta de um robusto corpo técnico que realiza estudos energéticos e elétricos, que são submetidos ao Ministério de Energia, no sentido de subsidiar as

decisões políticas. A vantagem de uma instituição com esse perfil é separar as decisões políticas das análises técnicas, tendo, assim, estudos técnicos precisos. Por isso, recomenda-se que os colaboradores desta instituição sejam profissionais de carreira e com conhecimento técnico e acadêmico certificado por instituições educacionais e de mercado não vinculadas diretamente ao Executivo.

- **Agência Reguladora:** a Agência Reguladora é normalmente uma autarquia independente do Executivo, composta por profissionais de carreira com perfil estritamente técnico e que devem ter conhecimento econômico e da natureza operacional da indústria de energia elétrica. As decisões e regulações da Agência Reguladora devem obedecer aos *drivers* do Comitê Nacional de Energia e às decisões políticas do Ministério de Energia. A Agência Reguladora deve buscar uma postura técnica e neutra, no sentido de facilitar o desenvolvimento de um mercado equilibrado entre vendedores e compradores, no qual os vendedores sejam lucrativos, com receitas que cubram seus custos e permitam realizar novos investimentos, com os compradores tendo acesso à energia elétrica com qualidade e preços competitivos. Um regulador deve evitar um processo de microrregulação ou de super regulação, ou seja, deve ter mecanismos eficazes e precisos, mas que não entrem em detalhes exagerados que, na prática, apenas tornam o mercado mais complexo e o preço final ao consumidor mais alto. Outro ponto relevante é que o regulador não deve ceder à pressão popular de funcionar como um órgão de defesa do consumidor, pois um mercado equilibrado não significa uma regulação do lucro, mas significa um ambiente competitivo em que algumas empresas podem, sim, auferir lucros excepcionais, desde que não seja esse lucro fruto de práticas colusivas ou do exercício de poder de mercado.
- **Operador do Sistema:** entidade responsável pela coordenação e controle da geração e transmissão de energia elétrica em alta tensão e com eventual controle sobre as atividades de distribuição de um sistema elétrico, podendo ser regional ou nacional. Em um regime de *pool* obrigatório, este operador tem um poder maior por comandar todo o processo de geração e transmissão da energia elétrica. Em um regime de autodespacho, o operador possui um papel mais passivo e funciona de modo residual, apesar de ainda ser o responsável pela estabilidade do sistema. Normalmente essa empresa é uma entidade privada, sem fins lucrativos, sob regulação da Agência Reguladora e com os seus custos cobertos pelas empresas que utilizam o *grid* de alta tensão. Dependendo da configuração do mercado, o operador pode ser o proprietário das linhas de transmissão e ter ativos de geração para situações de emergência. Em alguns sistemas, o operador

atua não somente no comando da produção e transmissão de eletricidade como também na operação comercial do mercado, com destaque para a contabilização e a liquidação das operações de tempo real.

- **Operador do Mercado:** entidade responsável pelo registro dos contratos e pela contabilização e liquidação das operações do mercado de energia elétrica, compatibilizando as transações comerciais com a operação física (consumo e geração) do sistema em questão. O Operador do Mercado também é responsável por monitorar práticas abusivas de seus participantes e comunicá-las à Agência Reguladora. Em mercados com bolsas de energia, o Operador de Mercado pode incorporar estas atividades ou ser sócio de uma das bolsas, sempre atuando de forma não discriminatória com as bolsas concorrentes. Quando não contempla uma bolsa, o Operador de Mercado é uma entidade privada, sem fins lucrativos, com os seus custos cobertos pelos participantes do mercado, seja na modalidade orçamento, seja na modalidade pagamento por serviço. Em alguns sistemas, esta entidade é unificada com o Operador do Sistema e, normalmente nesse contexto, as operações comerciais possuem uma maior relação com as operações físicas.
- **Produtor Independente de Energia (PIE):** empresa detentora de um ativo de geração, que pode ser de qualquer fonte ou tecnologia, não sendo parte de uma *utility* convencional e que não está sob o regime de tarifas reguladas. Normalmente atua na venda no nível de atacado, realizando suas operações no mercado atacadista, com vendas direcionadas para comercializadores/*Load-Serving Entities*, outros PIEs e distribuidoras não segregadas, sendo que estas vendas são realizadas em bolsas de energia, operações de balcão (OTC) ou, ainda, em leilões centralizados para desenhos de mercado que utilizam alguma abordagem de *Single Buyer*. O capital dessas empresas pode ser privado, misto ou estatal, mas, ao contrário das *utilities* verticalmente integradas, o seu objetivo principal é a rentabilidade para os acionistas.
- **Comercializadores:** empresa responsável por comercializar energia, comprando e vendendo energia de outros comercializadores e PIEs, como também realizando vendas para os consumidores de energia em nível de atacado; em alguns mercados, em nível de varejo. Também não atuam com tarifas reguladas e agregam valor à cadeia de negócio ao ofertarem produtos customizados a partir de compras realizadas em blocos ou, ainda, por assumirem riscos financeiros ao ofertarem diferentes produtos, sejam estes produtos meramente financeiros, sejam com vínculo à entrega de energia elétrica.

- **Corretor:** empresa que atua conectando compradores e vendedores de energia elétrica e que recebe uma comissão nesse processo. Um corretor não assume risco financeiro ou posição de compra ou venda no processo de comercialização, ou seja, não possui um portfólio de produtos.
- **Load Serving Entity (LSE):** empresa responsável por comercializar energia para os consumidores finais, normalmente presente em mercados com competição em nível varejista. Estas empresas podem oferecer outros serviços aos clientes, tais como seguros residenciais e combos com outros serviços básicos (gás, por exemplo). As LSEs são livres para praticarem preços de mercado, porém estão sujeitas à regulação no que tange a não discriminação de clientes a condições mínimas de oferta comercial aos clientes finais. Estas empresas necessitam ter um relacionamento muito próximo com as distribuidoras, as quais são responsáveis pela entrega física da energia elétrica.
- **Distribuidoras:** empresa responsável pelas linhas de transmissão de média e baixa tensão e que entregam energia elétrica aos consumidores. São responsáveis pela disponibilidade e estabilidade do serviço nas linhas de transmissão e, para isso, cobram dos consumidores de energia elétrica uma tarifa, a qual é em conjunto com os serviços prestados, regulados pela Agência Reguladora. Em mercados com um desenho atacadista, também são responsáveis pela comercialização de energia elétrica para os pequenos consumidores, em geral os consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais e industriais, sendo que, neste caso, a comercialização de energia elétrica também está sujeita a alguma regulação. Em mercados com um desenho varejista, são responsáveis apenas pelo transporte, mas possuem forte relacionamento com as LSEs, podendo fornecer o serviço de medição das cargas que serão utilizados para faturamento e para a agregação necessária para a contabilização e liquidação das operações de atacado.
- **Transmissoras:** empresa responsável pelas linhas de transmissão de alta tensão, as quais são normalmente gerenciadas pelo Operador do Sistema, do ponto de vista de fluxo de energia elétrica, levando a geração da energia elétrica das usinas conectadas na rede de alta tensão para as áreas de distribuição. Em alguns mercados, as empresas de transmissão são de propriedade dos operadores do sistema, visando evitar arbitragem dos agentes de mercado e estimular a competição.
- **Bolsa de Energia:** é uma plataforma multilateral de negociação de energia, assumindo o papel de contraparte central de todas operações realizadas. O ambiente de bolsa é não discriminatório e os compradores e vendedores não escolhem com quem estão

realizando as operações, o que explica o papel de contraparte central. As operações realizadas neste ambiente normalmente são liquidadas em uma *Clearing House*, que pode ter relacionamento acionário, ou não, com a bolsa. Todas as transações registradas em um ambiente de bolsa de energia são informadas ao Operador do Sistema e ao Operador do Mercado, as quais podem influenciar o despacho das usinas, dependendo da arquitetura de mercado utilizada. Em geral, as bolsas de energia são privadas e possuem fins lucrativos, com as atividades reguladas e licenças de atuação concedidas pelos reguladores dos setores financeiro e de energia elétrica.

- **Clearing House:** empresa financeira responsável pela liquidação financeira de operações de compra e venda de qualquer *commodity* ou produto financeiro. No mercado de energia elétrica, as *clearing houses* estão fortemente vinculadas às bolsas de energia, complementando o papel de garantia financeira das operações. Todavia, uma *clearing house* também pode ser escolhida pelos participantes de um mercado de balcão como entidade para efetuar a liquidação financeira e custodiar as garantias financeiras das operações de compra e venda. A *clearing house* certamente estará somente sob a regulação das autoridades do setor financeiro e, se oferecer produtos para o setor elétrico, também estará sujeita à regulação das autoridades deste setor.
- **Balcão Organizado:** plataforma eletrônica de negociação de energia elétrica, na qual os associados podem comercializar diferentes produtos. Em geral, o balcão organizado não assume o papel de contraparte central e pode conter regras discriminatórias, permitindo que os participantes estabeleçam restrições sobre volumes e empresas que desejam realizar transações. A liquidação financeira pode ou não estar vinculada a uma *clearing house* e as operações registradas neste ambiente normalmente não são reconhecidas automaticamente pelo Operador de Mercado, sendo necessário um novo registro nesta entidade.

5.4.3. Produtos vinculados à energia elétrica

A energia elétrica é um dos produtos mais importantes e fascinantes da sociedade contemporânea, destacando-se que o bem-estar e desenvolvimento econômico de um país dependem do acesso que a população tem à energia elétrica e do preço a ela associado. O grande público normalmente encara a energia elétrica com um único produto ou serviço, o que não é verdade. A energia elétrica se subdivide em diversos produtos e o objetivo desta seção é descrevê-los, no sentido de esclarecer os diferentes mercados que são necessários, em especial

quando se adota desenhos de mercado com maior grau de competição (atacado e varejo). A seguir, a descrição dos principais produtos ou divisões relacionadas à energia elétrica.

- **Potência:** é a taxa de fluxo da energia, com a medida em watts (W), quilowatts (kW), megawatts (MW) e gigawatts (GW). Como a potência é um fluxo, o preço é definido em unidades monetárias por hora, e não apenas unidades monetárias. É comum existir uma confusão no momento de detalhamento da arquitetura de mercado sobre como definir o papel da potência e da energia. O mais comum é que os produtos girem em torno da comercialização de energia e da capacidade instalada.
- **Energia:** capacidade de gerar movimento ao longo de um determinado período de tempo, com o preço definido em \$/MWh. Em termos práticos, este “gerar movimento” é a capacidade de utilizar equipamentos movidos à energia elétrica, incluindo sistemas de iluminação. O preço da energia varia de acordo com o horário do dia, pois, em determinadas horas, a demanda por energia é maior, tendo como limitador a capacidade instalada dos geradores e dos sistemas de transporte e estabilização da rede (transmissão e distribuição). Nos mercados competitivos, a energia é tratada como uma *commodity*, que é livremente negociada.
- **Capacidade:** máquinas instaladas com determinada potência para a geração de energia elétrica. Uma abordagem mais moderna também considera como capacidade mecanismos de resposta a preço, que possam reduzir o consumo. Simplificadamente, a capacidade é conhecida como a infraestrutura necessária para produzir energia elétrica. Como é algo que aumenta a segurança e disponibilidade do produto para todos e tratada como um bem público, sendo precificada em unidades monetárias por ano (\$/MW ano) ou, em alguns mercados, é nivelada para unidades monetárias por hora (\$/MWh), podendo ou não incluir alguns custos fixos da disponibilização das máquinas.
- **Serviços Ancilares:** conjunto de serviços que asseguram confiança e qualidade no fornecimento de energia elétrica. Os principais serviços ancilares são a estabilidade de frequência, controle de voltagem e *Black Start*.

5.4.4. *Dividindo os produtos nos mercados de energia elétrica*

A divisão dos produtos nos mercados competitivos de energia elétrica, de um modo geral, acompanha a classificação de produtos vinculados à energia elétrica apresentada na seção anterior. Uma nomenclatura utilizada no momento em que se está definindo a arquitetura de

mercado é *Slicing* ou “fatiamento”. O fatiamento costuma ser influenciado pelo desenho de mercado (atacado ou varejo) e sobre o papel do Operador do Sistema¹⁰¹ (*pool* obrigatório ou autodespacho).

O fatiamento dos produtos é o *core* da discussão sobre arquitetura de mercado, pois, nesse processo, define-se como serão os *links* entre o Mercado de Capacidade (nova e existente), o mercado atacadista, o mercado varejista, a contabilização e a liquidação do tempo real, os mercados para entrega futura (*forward markets*), o tratamento dos serviços ancilares e a relação de todos esses mercados com o mercado financeiro e serviços de proteção financeira¹⁰².

Stoft (2002) defende que a arquitetura de mercado deve ser definida antes da regulação e estabelecimento das regras e procedimentos de comercialização, pois algumas ideias, que podem ser consideradas aparentemente boas, passam a não fazer sentido quando se analisa os relacionamentos entre os diferentes mercados e os incentivos econômicos. Na Figura 5.10, apresenta-se a arquitetura de mercado padrão para os mercados de energia elétrica.

Figura 5.10 – Arquitetura de Mercado de Energia Elétrica

Fonte: IEA (2016b).

Na arquitetura de mercado padrão, o longo prazo está associado ao tempo necessário de duração do contrato para garantir a construção e disponibilidade das instalações de geração, ou seja, dentro de uma lógica de cobertura mínima dos custos de construção das usinas de geração. O longo prazo é o corte de tempo para a construção de novas usinas, com contratos de 15 a 30

¹⁰¹ A discussão sobre o papel do operador do sistema é mais bem detalhada na seção 5.8 - Discussões sobre Desenho e Arquitetura de Mercado.

¹⁰² Uma tendência crescente é a discussão de serviços de seguros para os mercados de energia elétrica, o que iria além de simples serviços de proteção financeira contra aos preços do tempo real (preço *spot*). Observa-se que, até este momento, o mais comum são serviços que protegem contra queda (piso ou *floor*) ou alta (teto, *ceiling* ou *cap*) dos preços à vista ou, ainda, garantias financeiras relacionadas à entrega da *commodity* energia elétrica.

anos de duração, que são conhecidos como *Power Purchase Agreements* (PPAs). Considera-se como longo prazo um período acima de 4 anos da data de início de entrega da energia.

No médio prazo, são firmados os contratos de capacidade para as usinas já existentes e com PPAs com período de duração mais curto. Neste prazo, também são firmados os contratos de venda de energia para entrega futura, ou contratos *forward*. Considera-se como médio prazo o período entre 4 anos, até um mês antes do período de entrega.

No curto prazo estão as operações do Mercado de Energia que contemplam a submissão de lances de geração e consumo, pelos participantes, para o Operador do Mercado. Nos mercados modernos, têm-se o *Day-Ahead Market* (DAM) e o *Intraday Market* e/ou *Real Time Market* (IDM ou RTM). No IDM/RTM há uma forte relação com o Mercado de Reservas, o qual contempla os serviços de balanceamento e o mercado de serviços ancilares.

Na pesquisa que dá corpo a essa Tese, a análise será iniciada pelo Mercado de Energia, pois, a partir do entendimento deste mercado, é possível se estabelecer os relacionamentos com os demais mercados, destacando-se o Mercado de Capacidade e o mercado de serviços ancilares. Também são discutidos os certificados de energia limpa e os instrumentos financeiros, sempre dedicando uma atenção especial para os *links* e/ou relacionamento entre estes diferentes mercados.

5.4.5. Mercado de Energia

5.4.5.1. Introdução

O Mercado de Energia, conforme a Figura 5.10, divide-se em contratos futuros para cobertura das posições em tempo real e o mercado de tempo real (IDM/RTM). O *Day Ahead Market* (DAM) também é considerado um contrato *forward*, só que as operações realizadas nesse mercado não são formalizadas por meio de contratos convencionais, mas, sim, por meio do relacionamento direto com o Operador do Mercado e do Sistema.

As operações do IDM/RTM necessitam de uma coordenação central, como também as operações do DAM, dado que, dependendo de quais lances forem aceitos, estabelece-se uma obrigação de geração e um compromisso de consumo no tempo real. A celebração de um contrato *forward* não necessita obrigatoriamente de uma coordenação central, mas os registros das operações comerciais necessitam ser informadas ao Operador do Mercado, que realizará a compatibilização com as operações físicas. A celebração dos contratos *forward* pode ser realizada em um ambiente de balcão (organizado ou não) ou em uma bolsa de energia, com a

exceção da submissão de lances no DAM. Desse modo, os contratos *forward* são contratos financeiros, pois a entrega física ocorre somente no IDM/RTM. Nesse sentido, o *link* entre os dois mercados é fundamental para se evitar riscos regulatórios, financeiros e físicos.

Para se analisar corretamente o Mercado de Energia é preciso definir e entender corretamente alguns conceitos, inclusive os expostos no início desta subseção, cabendo aqui destacar ao menos três: (i) contratos *forward*; (ii) preço *spot*; e (iii) contabilização e liquidação do tempo real.

- **Contratos *Forward*:** a negociação de energia elétrica inicia-se à frente da entrega e do consumo físico. Isso é realizado em negociações de balcão (OTC), balcões organizados e bolsas de energia. Todas essas transações, livremente pactuadas, devem ser registradas no Operador de Mercado para compatibilização com o realizado fisicamente. Neste conjunto de transações estão as negociações DAM, normalmente realizadas por meio de leilões de duplo lado pelo Operador do Mercado e/ou do Sistema. Todas as operações que ocorrem antes do mercado de tempo real ou IDM/RTM são consideradas operações *forward* com contratos *forward*, observando-se que as operações DAM normalmente não resultam contratos firmados com cláusulas específicas, mas, sim, nos procedimentos e regulação do mercado.
- **Preço *Spot*:** é o preço da energia elétrica no momento da operação física ou do tempo real. Em outras palavras, é o preço do IDM/RTM, normalmente organizado centralizadamente pelo Operador do Mercado e/ou do Sistema. Este mercado é organizado por leilões IDM/RTM e o preço resultante para cada hora é considerado o Preço *Spot*¹⁰³.
- **Contabilização e Liquidação do Tempo Real:** este é o processo de compatibilização de toda comercialização realizada em contratos *forward* e no IDM/RTM com o tempo real, considerando-se os desvios com o efetivamente negociado, o qual é valorizado ao preço *spot*. O processo de contabilização e liquidação também pode contemplar os

¹⁰³ Sobre a definição do que seria o preço *spot*, cabe um esclarecimento sobre a forma que é entendido esse conceito em mercados em que o operador do sistema atua em um formato *Tight* ou *Loose Pool* e em um formato bilateral. Mercados com *pool* (*tight* ou *loose*) entendem como preço *spot* o valor da energia elétrica do tempo real, ou seja, dos mercados IDM/RTM. Isso se deve ao fato de que o operador intervém de forma mais presente na formação do despacho das usinas e, conseqüentemente, nos preços deste mercado. Mercados com despacho bilateral entendem como preço *spot* o valor dos leilões DAM realizados em bolsas de valores, pois, no tempo real, não existe um preço definido pelo operador, mas, sim, um custo do balanceamento da operação do sistema. Exemplificando com a experiência internacional, nos EUA, países nórdicos e Austrália, o preço *spot* é o resultante do mercado IDM/RTM; na Europa Continental, o resultante das bolsas de energia nos leilões DAM.

custos de balanceamento e de serviços ancilares que o Operador do Sistema incorreu para manter a confiabilidade e estabilidade.

A partir desses conceitos basilares sobre o Mercado de Energia, é possível analisar a concatenação dos mercados. Para tal, este trabalho utiliza os conceitos apresentados em IEA (2016b) e Stoft (2002).

5.4.5.2. *Mercados Forwards com Day Ahead Market*

Os participantes do mercado realizam contratos *forward* como uma forma de proteção aos preços do IDM/RTM. Os vendedores, com destaque para os geradores, pretendem garantir receitas estáveis e previsíveis para produção de energia elétrica, dado que os preços do IDM/RTM podem ficar abaixo dos custos de produção, ensejando sensíveis perdas. Se um gerador acredita que o preço spot futuro será maior do que os preços negociados para aquela data de entrega, o comportamento racional é não realizar a venda neste momento e tentar realizar a negociação posteriormente. O oposto ocorre para os compradores, os quais pretendem se proteger de altos preços no mercado IDM/RTM e, assim, realizam compras antecipadamente com preços conhecidos. Se um comprador acredita que o preço *spot* futuro será menor do que o preço que está sendo negociado para uma determinada data de entrega, o comportamento racional é esperar para negociar mais tarde e, no limite, liquidar as posições no IDM/RTM.

Ao se apresentar as experiências internacionais na realização de leilões de operação do sistema no Capítulo 3, descreveu-se como são operacionalizados os certames em dois estágios nos mercados competitivos. O primeiro estágio é o leilão DAM; o segundo, é o leilão IDM/RTM, sendo que se analisa nesta subseção o leilão DAM; na próxima; o leilão IDM/RTM.

O leilão DAM consiste em um leilão de duplo lado realizado pelo Operador do Mercado, requerendo aos proprietários das usinas (PIEs) apresentação de lances de oferta de geração e que as cargas (normalmente LSEs) apresentem lances de compra, em um clássico formato de duplo lado. Os lances podem ser complexos ou simples do ponto de vista do gerador. Lances complexos contemplam, além do preço e quantidade, outras informações, tais como custos de partida, volume mínimo de geração de energia e número mínimo de horas com geração de energia. Lances simples contemplam apenas quantidade e preço, cabendo ao gerador internalizar os demais custos nesse lance. Os compradores (cargas) normalmente submetem lances simples, com preço e quantidade para cada hora do dia seguinte.

Os vencedores do leilão DAM estão comprometidos a gerar ou consumir os montantes nos quais submeteram seus lances. Para o Operador do Mercado isso é fundamental para o exercício de suas operações, ou seja, manter o suprimento do tempo real estável e com qualidade e permitir a correta operação física e financeira do mercado.

Analisando-se especificamente as usinas de propriedade de um PIE pode-se dizer que se trata do processo de *Unit Commitment*, no qual o Operador do Mercado sabe exatamente quais usinas se comprometeram a gerar no tempo real e se não o fizerem estarão expostas às eventuais diferenças resultantes dos contratos de venda realizados nos **Mercados Forward**, como também a parte do custo de balanceamento que será incorrido pelo Operador.

Mas o que leva as empresas de um determinado mercado a participarem dos leilões DAM? O estímulo à participação se dá por meio de um conjunto de regras e estímulos econômicos que torna mais vantajoso aos participantes atuarem neste mercado ao invés de esperarem o IDM-RTM.

Um PIE é estimulado a participar do leilão DAM submetendo um lance com uma quantidade igual ou maior à somatória de suas vendas em **contratos forward** e com um preço menor ou igual ao preço de venda para o montante de energia que está comprometido nos contratos. O racional é que se um PIE submete um preço menor ou igual ao seu preço de venda, aumenta a sua chance de gerar e cobrir os seus contratos vendidos, não ficando exposto ao IDM-RTM. O Operador do Mercado não deseja a imprevisibilidade, até o último momento, de saber quem irá gerar energia elétrica, dado o risco de necessitar cortar, de forma compulsória, volumes de carga, e a necessidade de acionar geradores comprometidos no mercado de reservas e/ou serviços ancilares, que são geralmente mais caros. O estímulo para que os PIEs evitem o IDM-RTM é o risco de que o preço *spot* seja mais elevado do que o preço de venda dos contratos bilaterais.

Uma LSE é estimulada a participar do leilão DAM submetendo um lance com uma quantidade o mais próximo possível da carga esperada e com um preço maior ou igual ao preço de compra de seus **contratos forward**. O racional é que se uma carga submete um lance com o preço mais baixo do que o preço de sua contratação bilateral, aumenta-se a probabilidade de não ser atendido no leilão DAM e ter de liquidar o excedente contratual ao preço *spot*, que será igual ou maior do que o seu preço bilateral, o que seria uma perda, desde que decidisse (se possível for) recolher o consumo. Caso não reduza o consumo, a LSE terá de participar do mercado IDM-RTM e se, mesmo assim, não for atendida, irá ser responsável por arcar com a exposição do custo de balanceamento do sistema incorrido pelo Operador do Mercado para atender esta carga que não foi prevista na formação do preço *spot*.

Uma discussão na operacionalização do *Day Ahead Market* é se apenas os PIEs podem participar como ofertantes e se apenas LSEs podem participar como demandantes. Uma abordagem alternativa é a não discriminação da carga e da oferta, com ambos podendo submeter lances nas duas pontas. Nesta situação, a complexidade do leilão DAM e da formação de preços é, em muito, elevada, dado que poderá ocorrer *gaming*, em função do volume e dos preços dos contratos *forward* já celebrados. O Operador do Mercado pode adotar um mecanismo conhecido como ***convergence bidding***, no qual os Comercializadores também podem submeter lances, além de PIEs e LSEs. O objetivo desse mecanismo, como o nome sugere, é convergir os preços dos leilões DAM e IDM-RTM.

Convergence bidding são posições financeiras no *Day Ahead Market*, que são liquidadas no *Intraday-Real Time Market*. Cria-se o conceito de demanda virtual e oferta virtual. A demanda virtual é representada pela submissão de um lance de compra, ou demanda, no leilão DAM, e uma oferta automática invertida de venda ao mesmo preço no leilão IDM-RTM, funcionando como uma posição de demanda bastante sensível ao preço. A oferta virtual, por sua vez, é a submissão de um lance de venda no leilão DAM e uma oferta automática invertida de compra ao mesmo preço no leilão IDM-RTM, funcionando como uma oferta bastante sensível ao despacho. Os lances de compra (demanda virtual) pagam o preço de fechamento do leilão DAM e são consideradas posições *long*. Os lances de oferta (oferta virtual) recebem o preço do leilão DAM e são consideradas posições *short*. Esses lances são virtuais e formam o preço do *Day Ahead Market*, destacando-se que não possuem qualquer respaldo físico e sem nenhum tipo de compromisso físico de consumo ou geração. Em contrapartida, esses lances entram automaticamente de forma invertida no leilão IDM-RTM, podendo ou não serem atendidos, mas sendo uma obrigação a ser coberta. A consequência prática é que este mecanismo funciona como um *hedge* contra a exposição no tempo real e tenta mitigar o poder de mercado dos PIEs e LSEs, na qual os agentes podem ter ganhos ou perdas financeiras, dependendo do preço de fechamento do leilão IDM-RTM. (CAISO, 2015).

Em outras palavras, os **mercados *forwards*** funcionam como mecanismos de proteção ao preço do tempo real, ou preço *spot*, tanto para vendedores (normalmente PIEs), quanto para compradores (normalmente LSEs), sendo que o *Day Ahead Market* é a última opção de proteção aos preços e flutuações do IDM-RTM.

5.4.5.3. Mercado Intraday-Real Time

O Mercado *Intraday-Real Time* é o mercado no qual as operações e estabilidade da rede são finalizadas pelo Operador do Mercado, o qual normalmente inicia um leilão após a divulgação dos resultados do Leilão DAM. O Leilão IDM-RTM ocorre para cada hora do tempo real, até minutos antes de seu início, o que é conhecido como **Gate Closure**. Esse limite para submissão de lances para o tempo real normalmente varia de 1 hora a 15 minutos, sendo que o Leilão IDM-RTM pode ser do formato duplo lado ou no formato *continuous trading*.

Um ponto chave no Mercado *Intraday-Real Time* é a transparência das condições físicas do sistema e econômicas ao se considerar os lances submetidos no Leilão DAM e os ajustes de posição que estão ocorrendo no Leilão IDM-RTM. O Operador do Mercado necessita ser ágil e transparente em suas ações e, se possível, introduzir mecanismos que ativamente ajudem na formação de um preço de liquidação final das posições (preço *spot*) crível e que consiga incorporar ao máximo o despacho efetivo, diminuindo a necessidade de pagamentos laterais (custos de balanceamento ou encargos) e que não sejam representados pela ordem de mérito.

Normalmente é alto o custo de acionar uma unidade geradora próximo ao tempo real. E, nesse sentido, o desenho de mercado é fundamental para diminuir a necessidade de mudar radicalmente os geradores que devem ser acionados em comparação ao que ocorreu no Leilão DAM. Após a submissão de um lance no Leilão IDM-RTM, não é permitido ajustes ou revisão dos montantes e preços, mas é recomendado e exigido regulatoriamente que os geradores atualizem suas condições reais físicas de suprimento para que o Operador do Mercado possa acionar com a maior antecedência possível os gerados contratados como Reservas (IEA, 2016b).

A carga também deve ter um papel ativo do *Intraday-Real Time Market*, pois mecanismos de resposta da demanda podem diminuir sensivelmente os custos de operação do sistema, especialmente em situações em que o sistema está estressado. Assim, as LSEs também devem ter obrigações regulatórias de manter programas e vender produtos de resposta da demanda, informando as mudanças esperadas para o consumo no tempo real.

Figura 5.11 – Exemplo de Resolução de Mercados: Forward-DAM-IDM

Fonte: IEA, 2016b.

Nos Leilões IDM-RTM ganha relevância a discussão em torno da formação de preços por zona (preço zonal) ou por nó do sistema (preço nodal). O preço zonal significa que uma grande zona elétrica, na qual o Operador do Mercado entende que não há maiores restrições de operação e gerenciamento, possui um único preço. O preço nodal significa que cada barra ou nó do sistema deverá ter um preço específico, ou seja, aumentando a granularidade dos preços e, com isso, a precisão. O preço zonal tende a ser mais simples de entendimento e diminui o poder de mercado dos geradores, dada a competição com um número maior de participantes, porém possui como ponto negativo um maior número de pagamentos laterais ou fora da ordem de mérito (encargos), necessários para balancear o sistema no tempo real. O preço nodal é mais preciso e diminui a necessidade dos pagamentos laterais, porém diminui a competição, dado que os geradores competem somente com os que estão em um determinado ponto do sistema. No momento do desenho de mercado esse é um ponto fundamental que sinfluenciará não somente a forma de atuação do Operador do Mercado, como também os preços dos contratos *forward*.

5.4.5.4. Mercado de Reservas e Serviços Ancilares

A maior participação de fontes intermitentes de geração (eólica e solar) aumentou a variabilidade da produção de energia elétrica no tempo real, tornando o gerenciamento do sistema mais complexo, em especial nas questões de congestionamento e erros de previsão com usinas que realizaram o *Unit Commitment* nos Leilões DAM ou mesmo IDM-RTM. Assim, nos

atuais mercados de energia elétrica, ganha importância o desenho dos mercados de serviços ancilares e reservas.

No mercado europeu é mais comum usar o termo balanceamento do sistema para as usinas que individualmente terão de produzir mais energia ou prover alguns tipos de serviços para permitir a estabilidade e confiabilidade do sistema no tempo real. Nos EUA, o mercado de reserva e serviços ancilares se mistura mais com o chamado *Intraday-Real Time Market*.

A contratação dos serviços ancilares normalmente ocorre em algum mecanismo centralizado ou por meio de fornecimento compulsório estabelecido aos geradores regulatoriamente. Isto se deve à natureza de bem público e à responsabilidade do Operador do Mercado de manter o sistema em equilíbrio a todo instante equilibrando oferta e demanda. Por ser um tipo de serviço que beneficia a todos os participantes do mercado e a sociedade em geral, classifica-se os serviços ancilares como bens públicos que são contratados diretamente pelo operador com os custos rateados pelos participantes do sistema¹⁰⁴.

A análise dos serviços ancilares pode ser realizada pela perspectiva do tipo de serviço e pela forma em que estes são fornecidos (STOFT, 2002). Os serviços ancilares por tipo são: (i) frequência, (ii) voltagem, e (iii) *Black-Start*.

- **Frequência:** normalmente medida em Hertz (Hz)¹⁰⁵, é o número de vezes por segundo que a voltagem vai do máximo valor (positivo) ao seu mínimo valor (negativo), o que é conhecido como ciclo. A alteração de frequência altera a estabilidade do sistema, em especial a operação de motores, e pode prejudicar o funcionamento de indústrias. A estabilidade e controle de frequência é normalmente suprida por grandes geradores.
- **Voltagem:** representa a diferença de potencial elétrico entre dois pontos do sistema. Nos EUA o padrão adotado é 110 AC; na Europa, 220 AC. O Brasil utiliza basicamente dois padrões, 127 AC e 220 AC, os quais variam de região para região. Se um aparelho é programado para funcionar com 220 AC e é conectado em uma tomada 110 AC, terá uma performance inferior, e, se for o contrário, queimará seus componentes.
- **Black-Start:** em situações extremas de perda ou falha dos sistemas elétricos, grandes áreas podem ficar sem energia elétrica. A maioria dos geradores necessita estar

¹⁰⁴ Normalmente os custos relacionados aos serviços ancilares são rateados entre os consumidores, com a lógica de que os comercializadores e geradores não são os beneficiários finais desses serviços.

¹⁰⁵ No Brasil, como no EUA, o padrão adotado é 60 Hz. Na Europa, e em vários países da América Latina, o padrão adotado é de 50 Hz. Uma situação interessante é o caso da hidroelétrica binacional de Itaipu, na qual metade das máquinas seguem o padrão do Brasil, de 60Hz, e metade o padrão do Paraguai, de 50 Hz, exigindo que a energia elétrica importada das máquinas com 50Hz tenham de ser convertida antes de ser consumida no Brasil.

conectado ao sistema de transmissão e consumir alguma energia elétrica para iniciarem sua produção, o que não é possível quando o sistema está sem energia. Assim, para reiniciar as operações do sistema, o Operador do Mercado necessita de alguns geradores que podem partir e iniciar a produção sem consumir nada do sistema de transmissão, o que se convencionou chamar *Black-Start*.

Os serviços ancilares, pela forma que são fornecidos, podem ser classificados como: (i) regulação de frequência e balanceamento do sistema; (ii) reserva girante (*Spinning Reserves*); (iii) reservas secundárias; e (iv) reservas complementares. Abaixo, está a descrição das formas de fornecimento com base em Stoft (2002), IEA (2016b) e Leonardo Energy (2009).

- **Regulação de Frequência e Balanceamento do Sistema:** são os dois lados do mesmo serviço. A instabilidade da frequência é causada pelo descompasso em tempo real da oferta (geração) e demanda (carga) de energia elétrica no sistema. Normalmente esta comparação é realizada em grandes áreas do sistema interligado de transmissão, destacando-se que, quando as áreas são interconectadas, é impossível se ter frequências diferentes. Oferta e demanda ficam desbalanceada, devido a alterações no padrão de consumo ao longo do dia, imprevisibilidade da geração intermitente ou, ainda, falhas e quebras de geradores ou linhas de transmissão. Pequenos desequilíbrios no sistema podem ser corrigidos por meio do que se denomina “regulação”, com geradores que recebem comandos diretamente do Operador do Mercado. Agora, desequilíbrios que podem ser previstos e que se é possível programar a geração são conhecidos como balanceamento do sistema. Quedas inesperadas, com pouco espaço de tempo, demandam o acionamento das demais reservas.
- **Reserva Girante (*Spinning Reserves*):** capacidade de geração que permanece girando, mas não fornecendo energia para o sistema e que normalmente pode ser acionada e começam a gerar em um curto espaço de tempo, sendo o padrão mais comum em até 10 minutos após o comando do Operador do Mercado.
- **Reservas Secundárias:** capacidade de geração que pode ser ativada pelo Operador do Mercado em 10 minutos.
- **Reservas Complementares:** capacidade de geração que pode ser ativada pelo Operador do Mercado em 30 minutos.

Por fim, é muito difícil estabelecer um mercado dinâmico para serviços ancilares e reservas, sendo o mais comum e adequado a contratação por meio de leilões centralizados e conduzidos pelo operador. Também é comum a agência reguladora estabelecer um preço

regulado que tente cobrir os custos de fornecimentos desses serviços, sendo os geradores obrigados compulsoriamente a fornecê-los, se não estiverem na ordem de mérito de preço e, conseqüentemente, atendidos nos Leilões DAM ou IDM-RTM.

5.4.5.5. *Contabilização e Liquidação¹⁰⁶ do Mercado de Energia*

A contabilização e liquidação do Mercado de Energia depende muito da forma como o mercado está desenhado do ponto de vista de comercialização de energia elétrica, como também das garantias e proteções financeiras que se desejam para as operações. As garantias e proteções financeiras estão, em muito, relacionadas com duas falhas de mercado típicas do produto energia elétrica: incapacidade de estocar energia elétrica, tendência de inelasticidade do consumidor no tempo real e capacidade de consumir sem contratos.

Como não se pode estocar energia elétrica (depois de produzida, exceto em dispositivos de armazenamento ainda bastante caros e de capacidade limitada), não há produto que possa ser confiscado se o gerador não produzir o montante que foi vendido em contratos *forward* ou mesmo nos Leilões DAM ou IDM-RTM. No limite, pode-se tomar a usina ou suspender sua autorização de participação no mercado, o que, geralmente, redundaria em longos e onerosos processos administrativos (agência reguladora) e comerciais.

Analisando a perspectiva do consumidor, observa-se que este tem a tendência de ser inelástico ao preço praticado no tempo real, ou seja, ainda são raros mercados em que o consumidor venha a evitar o consumo em determinada hora porque sabe que, naquele momento, o preço é alto e terá um impacto em suas contas de eletricidade. Por fim, o consumidor, uma vez conectado no sistema, pode consumir sem ter contratos¹⁰⁷, o que leva a um consumo sem garantias e cujo corte posterior também pode redundar em processos judiciais. As garantias financeiras são parte fundamental na estruturação da contabilização e liquidação da energia elétrica, como é detalhado após a apresentação do fluxo necessário para este processo.

¹⁰⁶ O termo internacionalmente utilizado é *Settlement*, o qual é mais comumente associado a Liquidação Financeira das posições. Convencionou-se no Brasil a utilização do termo Contabilização e Liquidação do Mercado de Curto Prazo, e por isso esta definição foi adotada neste trabalho.

¹⁰⁷ O consumo do consumidor sem contratos é um ponto interessante de análise e que merece maiores estudos. Em alguns países já se adota a política de consumo pré-pago, o que mitigaria este problema, mas, em contrapartida, diminui a praticidade e pode redundar em cortes de suprimento em momentos críticos e essenciais para o consumidor. Também há a discussão política e social sobre a essencialidade da energia elétrica e o papel do Estado. Um consumidor industrial que não possua contratos e não queria pagar seu consumo normalmente tende a judicializar o seu desligamento do mercado, em caso de inadimplência, especialmente em países nos quais o sistema judiciário enxerga que energia elétrica é essencial (caso brasileiro), apelando para argumentos como o número de empregos gerados e impactos econômicos do desligamento. Este trabalho adota uma abordagem de que o ambiente de mercado é essencial e que o consumo só pode e deve ser mantido para consumidores que paguem suas contas, independentemente dos efeitos colaterais de um corte.

Sintetizando as seções anteriores, a energia elétrica é comercializada meses à frente do dia e hora de suprimento (contratos *forward*) por meio de negociações bilaterais (OTC), plataformas de negociação e bolsas de energia. Participam das negociações de energia, em nível atacadista, empresas com posições físicas no mercado como os PIEs e LSEs, mas também os comercializadores com posição não física. Próximo ao consumo, ocorrem os Leilões DAM e depois os Leilões IDM-RTM, no qual normalmente se permite a negociação até uma hora antes da hora de referência¹⁰⁸, o que é conhecido como *Gate Closure*. Após esse último período de negociação, cabe ao Operador do Mercado manter a estabilidade e a confiabilidade da rede e, para isso, ele se utiliza dos serviços ancilares e das reservas, os quais são contratados por meio de leilões centralizados pelo próprio Operador do Mercado ou por meio de tarifas reguladas. Na Figura 5.12, apresenta-se o fluxo padrão de contabilização e liquidação do Mercado de Energia.

Após apresentado o fluxo padrão de contabilização e liquidação, iniciam-se duas discussões. A primeira é sobre a abrangência das contabilizações e liquidações, ou seja, quais mercados serão liquidados pelo Operador do Mercado. A segunda é sobre o ciclo das Contabilizações e Liquidações, ou seja, qual o número de dias será considerado ou aglutinado para que sejam as posições liquidados entre os devedores e credores.

Existem quatro níveis de abrangência para a contabilização e liquidação do Mercado de Energia:

- **Completo:** o Operador do Mercado é responsável por contabilizar e liquidar todas as posições financeiras de todos os mercados de energia elétrica, incluindo transações bilaterais e realizadas em bolsas de energia. Para que isso ocorra, é necessário que o próprio operador seja a bolsa de valores ou associado a esta, com todas as operações realizadas garantidas financeiramente por uma *clearing house*. Nesse caso, deve haver também uma obrigação regulatória para que todos os contratos bilaterais (OTC) sejam liquidados neste ambiente.

¹⁰⁸ Alguns mercados permitem a negociação em um prazo ainda menor que uma hora, o que torna mais flexível para os participantes e mais complexo para o Operador do Mercado-Sistema.

Figura 5.12 – Fluxo Padrão de Contabilização e Liquidação

Fonte: Elaborado pelo autor

- **Semicompleto:** o Operador do Mercado contabiliza e liquida as mesmas operações da abrangência completa, com exceção da liquidação das transações bilaterais (OTC) que são livremente pactuadas entre as partes.
- **Operações dos Leilões DAM e IDM-RTM Segregadas:** o Operador do Mercado contabiliza e liquida somente as operações dos Leilões DAM e IDM-RTM, considerando como duas liquidações independentes, havendo relacionamento entre estas somente devido aos custos incorridos pelos desvios, em relação às posições comprometidas nos Leilões DAM.
- **Operações dos Leilões DAM e IDM-RTM Conjuntas:** o Operador do Mercado contabiliza e liquida somente as operações dos Leilões DAM e IDM-RTM, considerando uma única liquidação pela consolidação das posições liquidadas.

No que tange ao ciclo de contabilização e liquidação, existem três tipos adotados internacionalmente:

- **Ciclo Mensal:** esse tipo de abordagem tem como vantagem a simplificação para o *backoffice* das empresas e por ser o modo que a maioria dos consumidores e geradores estavam acostumados a trabalhar no desenho monopólio verticalmente integrado. A desvantagem deste ciclo é que o período de contabilização e liquidação é muito longo, o que eleva o risco de inadimplência e torna inviável que as operações sejam financeiramente garantidas em um ambiente de *clearing house*, dado que podem ficar a descoberto volumes expressivos, tornando o custo das garantias inviável.

- **Ciclo Semanal:** a vantagem deste ciclo é que já se torna possível o uso de *clearing house*, elevando sensivelmente a garantia financeira do sistema. A desvantagem está na maior complexidade operacional para os *backoffices*, com operações semanais mais dinâmicas e próximas aos mercados financeiros e na questão tributária, dado o maior ciclo de pagamentos e a necessidade de se recolher impostos sobre as receitas ou circulação de mercadorias.
- **Ciclo Diário:** ocorre uma diminuição muito grande dos custos das garantias financeiras e o mercado funciona basicamente como o mercado financeiro. As desvantagens são as mesmas do ciclo semanal, complexidade para os *backoffices* e maior incidência de tributos.

A combinação que melhor garante as operações no Mercado de Energia seria uma contabilização e liquidação completa com ciclo diário. As operações realizadas em todos os mercados seriam liquidadas de forma consolidada e em um período curto, visando a atingir uma liquidez similar à registrada nos mercados financeiros. Neste modelo, é possível estruturar um regime em que as operações dos contratos *forward* só são realizadas com limite operacional, ou seja, só é possível transacionar o equivalente em garantias financeiras que o agente possuir ou que a contraparte central permitir.

A abrangência semicompleta com um ciclo semanal também é eficiente e permite certa liberdade aos agentes para as operações OTC. Entre as alternativas apresentadas, recomenda-se evitar a adoção de ciclos mensais, pois, apesar de mais cômodos para os funcionários das empresas, tendem a ser pouco eficientes na garantia das operações do mercado, exigindo, em muitos casos, que as operações sejam realizadas sem qualquer garantia¹⁰⁹ e com o pagamento realizado diretamente após as transações com elevado risco de inadimplência.

5.4.6. Mercado de Capacidade

5.4.6.1. Introdução

Na maior parte dos mercados físicos, o preço é o principal indicador para garantir a disponibilidade de um produto, pois funciona como uma balança para atrair novos vendedores e induzir a eficiência. Contudo, para a energia elétrica, a experiência em diversos países mostra

¹⁰⁹ Como em um ciclo mensal, o valor envolvido passa a ser muito elevado, eleva-se sensivelmente os custos relacionados às garantias financeiras. Logo, torna-se difícil que um banco ou instituição financeira assuma o papel de fornecer tal serviço.

que somente o preço não seria suficiente para induzir novos investimentos e assegurar o suprimento. Mas o que diferencia o mercado de energia elétrica de outros mercados? Por que no mercado de energia elétrica o preço não é suficiente para atrair novos investidores?

Para iniciar a análise, considera-se a abordagem de Cramton et al. (2013) com um mercado de energia elétrica no qual o preço *spot* sempre consegue liquidar todas as ofertas de compra e venda do mercado. Se isso é verdade, o mercado de energia elétrica funcionaria perfeitamente como os demais mercados, onde uma escassez de oferta refletiria em uma redução voluntária da demanda e, em um mundo perfeito, nunca haveria um racionamento involuntário. Contudo, a vida real não funciona desse modo, pois não existem possibilidades de estocar energia elétrica em larga escala e o consumidor não é tão sensível ao preço no tempo real, levando a uma situação em que o preço pode não ser suficiente para liquidar o mercado e levar a uma redução voluntária de consumo. Assim, em situações extremas, é necessário que o Operador do Mercado realize cortes (*blackouts*) ou racionamentos compulsórios, conforme demonstra o exemplo da Figura 5.13.

Por ser um produto estratégico, é comum os Operadores de Mercado realizarem o despacho de usinas fora da ordem de mérito de preço para garantir o suprimento físico, resultando em preços no mercado à vista (preço *spot*) mais baixos, com o pagamento das usinas despachadas fora da ordem de mérito realizado por meio de encargos, especialmente nos países que utilizam modelos zonais, ficando mais restrito em modelos por nó. Outro ponto comum é os reguladores e formuladores de política estabelecerem tetos regulatórios para o preço *spot*, que não são suficientemente altos para atraírem e remunerarem novos investimentos. Nos EUA, por exemplo, o teto para o preço *spot* nos mercados competitivos, também conhecido como *price cap*, é regulado pela FERC e está na faixa de US\$ 1.000/MWh.

Além do despacho fora da ordem de mérito e do estabelecimento de um baixo *price cap*, é também perceptível a inserção de renováveis intermitentes e os baixos preços internacionais para os combustíveis fósseis carvão e gás natural.

Desde 2010, verifica-se uma rápida inserção de fontes renováveis intermitentes na maioria dos mercados, as quais possuem custo marginal de produção igual a zero, o que redundava em uma maior variabilidade dos preços atacadistas e também em uma redução nos momentos de abundância de geração.

Figura 5.13 – Blackout por falta de Capacidade de Geração

Fonte: Cramton, et al. (2013)

Complementarmente, deve-se destacar a abundância de combustíveis fósseis, como gás e carvão, nos mercados internacionais, o que também reduz o CVU dessas plantas e, conseqüentemente, influencia na formação de preços nos Leilões DAM e IDM-RTM.

A combinação dos fenômenos despacho fora da ordem de mérito, baixo *price cap*, inserção de renováveis intermitentes e baixos preços dos combustíveis fósseis resultam no fenômeno conhecido como *Missing Money*. Esse fenômeno significa que os preços praticados no mercado atacadista não são suficientes para atrair novos investimentos em geração e alcançar o nível desejado de segurança do suprimento (*Supply Adequacy*), demandando a criação de novos serviços ou mercados que remunerarem as usinas.

A partir do exposto e considerando a abordagem apresentada por Antweiler (2015) apresenta-se o Teorema 8.

Teorema 8: *Mercados de Energia com custo marginal de produção tendendo a zero demandam Mercados de Capacidade.*

Prova: Considerando um preço p , que é função linear da quantidade q , têm-se considerando os pressupostos da microeconomia que :

$$p = a - b * q \quad (5.16)$$

Quando os custos marginais MC são iguais a zero, a receita marginal MR também é igual a zero. Logo, a produção de um agente i será:

$$q^* = \frac{a}{2b} \quad (5.17)$$

E o preço cobrado será :

$$p^* \equiv p(q^*) = \frac{a}{2} \quad (5.18)$$

Considerado-se f como o custo fixo de produção, observa-se que o preço estabelecido em (5.18) deverá ser suficiente para cobrir os custos médios de produção, expressos por :

$$p^* > \frac{f}{q^*} \quad (5.19)$$

Custos marginais iguais a zero são caracterizados por estruturas de mercado monopolistas e oligopolistas, onde se evidenciam os ganhos de escala. Isso também está ocorrendo em mercados de energia elétrica, com plantas com custos variáveis iguais a zero. Assim, considerando um desenho de mercado D , no qual cada participante do mercado (usina) i possui um custo fixo F_i , que provê uma capacidade K_i , considera-se os projetos por ordem crescente de custo unitário $\frac{F_i}{K_i}$, indo do mais eficiente ao mais caro, do ponto de vista de custos.

Logo, a capacidade instalada total $K^{(n)}$ de D possui um custo total $F^{(n)}$, que pode ser expresso por :

$$F^{(n)} = \sum_{i=1}^n F_i \quad (5.20)$$

$$K^{(n)} = \sum_{i=1}^n K_i \quad (5.21)$$

$$\frac{F_1}{K_1} \leq \frac{F_2}{K_2} \leq \dots \leq \frac{F_n}{K_n} \quad (5.22)$$

Assumindo que cada usina i produz energia elétrica de forma perpétua com custo de reposição financiado por uma fração ρ em cada ano, têm-se que o custo médio de produção AC é expresso por

$$AC = \rho * F^{(n)} / K^{(n)} \quad (5.23)$$

Assumindo-se que a demanda por capacidade K é linear, resulta:

$$p = a - b * K \quad (5.24)$$

Mercados com custo marginal tendendo a zero demandam mercados paralelos com custo diferente de zero, sendo esses mercados com custos marginais positivos, que criaram a condição de produzir algo com um preço muito baixo. Portanto, o mercado de energia elétrica, com custo marginal tendendo a zero, demanda a criação de um Mercado de Capacidade no qual o custo deve ser diferente de zero. ■

Considerando o Teorema 8, a essencialidade da energia elétrica e as intervenções dos Operadores de Mercado e reguladores no preço *spot* ganham relevância se discutir qual o custo para sociedade deste corte de energia elétrica compulsório, ou se é possível alguma alternativa menos onerosa. Assim, surge o conceito de valor da carga perdida, cujo termo internacionalmente usado é *Value of Lost Load* (VoLL), conhecido no Brasil como Valor do Custo do Déficit.

Existem várias formas de valorar o VoLL, desde análises econômicas sofisticadas sobre o impacto econômico do corte sobre a economia e o bem-estar do consumidor até simples pesquisas diretas com os consumidores, com um questionário objetivo e que tenta quantificar em \$/MWh qual a disposição do consumidor em reduzir seu consumo de energia elétrica em função do preço. A partir do VoLL é possível analisar se é melhor que o mercado sofra um racionamento ou que sejam desenvolvidos outros mecanismos que estimulem o *Supply Adequacy*.

5.4.6.2. Abordagens para Supply Adequacy

Na Teoria de Desenho de Mercado (cf.: Cramton et al., 2013) existem duas abordagens básicas para enfrentar o problema de *Supply Adequacy*: (i) preço elevado e *Energy-Only Market*; e (ii) quantidade e Mercado de Capacidade.

- **Preço elevado e *Energy-Only Markets*:** o desenho de mercado considera somente o mercado de energia elétrica e serviços ancilares para remunerar todos os geradores e provedores de serviços para o sistema. Nesse sentido, o preço deve ser livre ou ter um *price cap* extremamente alto que atraia novos investidores e gere renda de escassez em momentos de *stress*, a qual será utilizada para recuperar os investimentos em novas usinas.
- **Quantidade e Mercado de Capacidade:** o desenho de mercado contempla a criação de mecanismos complementares ao mercado de energia elétrica e serviços ancilares para assegurar que se tenha capacidade de geração ou recursos flexíveis para atender o sistema, mesmo em momentos de *stress*, assumindo um determinado nível de segurança. Cria-se um Mercado de Capacidade que pode ter diferentes produtos com uma remuneração mínima para as usinas e recursos permanecerem disponíveis para o Operador do Mercado.

Na prática significa que, em alguns mercados liberalizados, separam-se a energia elétrica, que é considerada *commodity* livremente negociada, da infraestrutura de geração, que é conhecida como capacidade, o equivalente ao termo brasileiro “lastro”¹¹⁰. Um erro, que normalmente se comete no estudo de Mercados de Capacidade, é entender que se deve eliminar o risco de cortes e racionamentos e maximizar a segurança do suprimento. Considerar essa abordagem pode ser muito oneroso para os consumidores, pois se pode criar um desenho que resulte em um sobredimensionamento do sistema ou que remunere algumas usinas acima do necessário. Cramton et al. (2013) define que o “*propósito do Mercado de Capacidade é prover a quantidade de Capacidade suficiente que otimize a duração dos cortes.*”

Obviamente, que aceitar que em algumas situações é economicamente mais vantajoso promover o corte de energia elétrica do que tornar o sistema extremamente oneroso para os consumidores exige um elevado nível de maturidade da sociedade.

Em um desenho com Mercado de Capacidade, entende-se que a penalidade por não se contratar energia é o próprio preço *spot* (podendo ter um inflator para quem está *short*) e o custo dos encargos para balanceamento do sistema, que são pagos pelos agentes expostos, além de regras rígidas de desligamento do mercado, em caso de inadimplência. Entende-se também que

¹¹⁰ A adoção de equivalente é, neste caso, um relaxamento do rigor teórico, pois o termo “lastro” é tipicamente brasileiro e poderia ser equiparado, de forma mais adequada, ao termo Confiabilidade. Pode-se dizer que no Brasil, ao separar lastro e energia, estaríamos criando um Mercado de Capacidade onde se contrataria um produto chamado Confiabilidade.

a capacidade é um bem público que deve ser custeado por todos os consumidores com um planejamento e regulação que atendam os objetivos da política energética e levem ao *Supply Adequacy*.

A vantagem da criação de um Mercado de Capacidade é que se torna possível a liberalização de 100% do Mercado de Energia, dado que *Supply Adequacy* é um bem público e assegurado pela estrutura regulatória e de política energética.

5.4.6.3. Alternativas para criação de um Mercado de Capacidade

Uma vez que se decida pela criação de um Mercado de Capacidade, discute-se qual alternativa poderia ser utilizada e qual combinaria melhor a relação custo e benefício ou, em outras palavras, custo e segurança, dado um nível de risco estabelecido pelo regulador ou pelo Operador do Mercado.

A partir da experiência internacional,¹¹¹ é possível escolher um menu de opções que assegurem *Supply Adequacy* e *Reliability*. Os países normalmente escolhem uma opção preferencial, mas também é possível se verificar a adoção de mecanismos híbridos. Em relação ao tipo de mercado de capacidade, pode-se desenvolver um mercado em torno de cinco escolhas principais (LINKLATERS, 2014): (i) reservas estratégicas; (ii) pagamentos pela capacidade; (iii) leilões de capacidade; (iv) obrigações de capacidade; e (v) opções de compra ou *call options*.

- **Reservas Estratégicas:** os reguladores subsidiam geradores e recursos que possam estar disponíveis e que permaneçam no mercado para atender as necessidades de suprimento. Existe também uma versão mais sofisticada adotada na Suécia e Alemanha que é um híbrido entre as abordagens preço elevado-*Energy-Only Market* e quantidade-Mercado de Capacidade, na qual algumas usinas e recursos considerados estratégicos são proibidos de submeterem lances em situações normais nos Leilões DAM e IDM-RTM e somente em situações de *stress* é permitida sua participação.
- **Pagamentos pela Capacidade:** pagamento para que os geradores que preenchem certos critérios de elegibilidade permaneçam no sistema participando ativamente dos Leilões DAM e IDM-RTM, ofertando lances com liberdade de preços, apenas limitados ao *price cap* estabelecido pelo regulador. Este *price cap* tem um limite intermediário, normalmente representado pelo preço de uma usina relevante, que normalmente fecha

¹¹¹ Considerou-se as experiências da Colômbia, EUA e Europa.

o atendimento de uma carga elevada, mas que não representa o *stress* do sistema. Essa modalidade o pagamento pela capacidade, pode ser para todas as usinas do sistema ou somente para usinas novas e existentes de caráter estratégico, considerando-se que esse pagamento não garantiria uma alta remuneração, mas somente o suficiente para que a usina e os recursos existam e cubram seus custos.

- **Leilões de Capacidade:** realizações de leilões, normalmente com a contratação ocorrendo por meio do Operador do Mercado, visando a atender os critérios de *Supply Adequacy*, incluindo o valor estimado de *peak demand*, com uma determinada margem de segurança estabelecida pelo regulador. O valor dessa contratação é rateado por todos os consumidores e, em geral, esse tipo de mercado não demanda penalidade por insuficiência de contratação de capacidade, ou penalidade de insuficiência de lastro, como é conhecido no Brasil.
- **Obrigações de Capacidade:** estabelecimento de contratação bilateral de capacidade para atender a *peak demand* da totalidade dos consumidores sob responsabilidade da distribuidora ou LSE. Em geral, a verificação é realizada *ex-ante* em base anual, conforme critérios estabelecidos pelo regulador, destacando-se que a penalidade normalmente aplicada é uma métrica regulatória que estima a contratação de uma nova usina, o que se convencionou chamar no Brasil de Custo Marginal da Expansão e é internacionalmente reconhecido como *Cost of New Entry* (CONE).
- **Opções de compra ou call options:** realiza-se leilões, ou uma chamada pública, para contratar geradores ou recursos para atender a demanda de pico do sistema (*peak demand*). Esses geradores recebem um valor fixo (receita fixa) para estar disponíveis e também se define no momento da contratação um preço de exercício da opção (*strike price*), no qual o Operador do Mercado pode acionar a usina ou recurso para atender aquela situação do sistema. Funciona de forma muito similar ao mercado de opções, cabendo ao Operador do Mercado, representando o consumidor, exercer ou não essa opção.

Complementarmente ao tipo de mecanismo, há três escolhas que devem ser consideradas e que podem influenciar no funcionamento do Mercado de Capacidade: (i) preço ou volume; (ii) contratação centralizada ou bilateral; (iii) mercado amplo ou direcionada.

- **Preço ou Volume:** em um sistema em que os formuladores de política e reguladores determinam o preço, o volume é determinado pelos participantes do mercado. Quando

a opção é determinar o Volume que se deseja contratar, os participantes do mercado competem entre si e determinam, ao final, o preço.

- **Contratação Centralizada ou Bilateral:** em mecanismos de Contratação Centralizada é normal se realizar um leilão, o qual é operacionalizado pelo Operador do Mercado, sendo que este leilão poderá ou não conter com informações fornecidas pelas Distribuidoras e LSEs. Na Contratação Bilateral, o Regulador e o Operador do Mercado estabelecem os critérios que devem ser exigidos (volume e periodicidade) e cabe a cada Distribuidora e LSE comprar bilateralmente a Capacidade.
- **Mercado Amplo ou Direcionado:** um mecanismo do tipo mercado amplo significa que todos os geradores, e até mesmo mecanismos de resposta da demanda, podem participar. Os mecanismos direcionados determinam claramente quais tecnologias e recursos podem participar do Mercado de Capacidade.

A combinação dos mecanismos e escolhas de um Mercado de Capacidade, considerando a experiência internacional, é apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Aspectos Principais de um Mercado de Capacidade

	Reservas Estratégica	Pagamentos pela Capacidade	Leilões de Capacidade	Obrigações de Capacidade	Opções de compra ou "call options"
Preço ou Volume	Volume	Preço	Volume	Volume	Volume
Centralizado ou Bilateral	Centralizado	Centralizado	Centralizado	Bilateral	Centralizado
Mercado Amplo ou Direcionado	Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo ou Direcionado	Mercado Amplo	Mercado Amplo ou Direcionado

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de LINKLATERS (2014)

Em todos os modelos, o normal é que os recursos necessários para pagar os geradores do Mercado de Capacidade sejam cobertos por todos os consumidores, seja em um modelo de atacado, seja em um modelo de varejo.

Em um modelo de atacado, os encargos para cobrir a capacidade são cobrados diretamente dos grandes consumidores e das *utilities* (distribuidoras) que atendem os consumidores residenciais. Em um modelo de varejo, os encargos são adicionados na tarifa fio das distribuidoras.

5.4.6.4. Valoração da Capacidade

Outro ponto relevante na criação de um Mercado de Capacidade é a determinação do valor, o que tem, obviamente, fortes aspectos técnicos envolvidos, como também políticos, no que se refere a quais tencologias ou mecanismos serão utilizados e, consequentemente, os custos que serão incorridos e pagos pelos consumidores. Do ponto de vista teórico, é possível valorar a capacidade por meio de uma abordagem *benchmark* ou por meio da abordagem fundamentalista.

Uma abordagem *benchmark* significa adotar uma referência de percentual ou valor para as usinas ou recursos que participarão do Mercado de Capacidade. Pode-se adotar uma métrica baseada em uma metodologia técnica desenvolvida para um mercado específico ou utilizar-se do padrão utilizado internacionalmente. Na Figura 5.14, encontra-se uma estimativa realizada pela IEA (2016) do percentual de receitas que se origina nos Mercados de Capacidade:

Figura 5.14 – Potencial de Receitas nos Mercados de Energia e Capacidade

Fonte: IEA (2016b)

A abordagem fundamentalista considera a estimativa do valor necessário para se construir uma nova usina ou o CME na lógica do SEB. A partir deste valor, faz-se uma estimativa da receita em \$/MWh que será obtida no Mercado de Energia e considera-se que a diferença entre o CME e a receita do Mercado de Energia é o Net-CONE¹¹², e seria esse o valor máximo a ser pago no Mercado de Capacidade, sendo que, se a opção for realizar um leilão reverso, esse é o preço máximo ou inicial.

¹¹² Também pode-se dizer que esse é o valor que falta para viabilizar uma nova usina, ou seja, o “Missing Money”.

A Figura 5.15 mostra uma simulação realizada para o ERCOT-Texas no qual se utiliza somente o preço como indutor de novos investimentos e se evidencia que via preços do mercado atacadista a margem de segurança do sistema é de 6%, contra a desejada que é ao redor de 15%, sendo possível identificar o fenômeno do *Missing Money*.

Em geral, utiliza-se a abordagem *benchmark* quando se está iniciando um novo Mercado de Capacidade, e não se há referências internas críveis ou um preço *spot* com uma formação adequada. A abordagem fundamentalista é preferencial quando se possui um mercado mais desenvolvido e a formação do preço *spot* é robusta.

Figura 5.15 – Margens de Segurança e “Missing Money” no ERCOT-Texas

Fonte: SPEES, et al. (2013)

5.4.6.5. Considerações Finais sobre o Mercado de Capacidade

Este trabalho defende a criação de um Mercado de Capacidade, dado o caráter essencial e estratégico da energia elétrica nas sociedades contemporâneas, como também devido às falhas de mercado. Ademais disso, defende-se a utilização da alternativa de expansão da oferta de ponta através de leilões de capacidade, pois permitiria a realização de leilões com a definição de escolha de tecnologias, sem retirar a liberdade de realizar política energética. Contudo, na

definição do leilão de capacidade, é necessário discutir se este pagamento será realizado para todas as usinas ou somente para as novas usinas e as consideradas estratégicas.

Em uma visão que defende o lado da oferta, o ideal seria que todos os recursos (usinas e eventual gestão pelo lado da demanda) recebessem pela capacidade, pois, independentemente de qual usina seja, o fato de estar disponível para geração possui um valor para a sociedade e eleva a segurança do suprimento. Pode-se discutir se o pagamento é uniforme ou discriminatório, com diferentes leilões de capacidade para usinas novas e existentes e com preços distintos, dado que a prática internacional atribui diferentes valores para a capacidade.

Em uma visão que defende o lado do consumidor, o ideal seria que somente os recursos novos e considerados estratégicos recebessem pela capacidade, pois pagar para recursos existentes, que já participariam normalmente do Mercado de Energia, seria proporcionar uma sobrerenda desnecessária e que não necessariamente elevaria a segurança do consumidor. Este ponto está sendo discutido nos leilões de capacidade da Inglaterra, onde a maioria dos vencedores já são plantas existentes e não sairiam do mercado no curto prazo, e cujo pagamento acaba sendo uma renda extra.

5.4.7. *Certificados de Energia Limpa*

Com o intuito de descarbonizar a produção de energia elétrica, vários mercados tentam incentivar a entrada de tecnologias menos poluentes. Nesse contexto, ganhou relevância nos últimos 10 anos a entrada de usinas de tecnologia renovável, em especial as chamadas pequenas renováveis¹¹³ com menor impacto ambiental, representadas especialmente pela tecnologia eólica, solar PV, biomassa e PCHs. E para incentivar essas tecnologias, uma forma clássica utilizada, com instrumentos de mercado, é instituir regulatoriamente um mercado de certificados de energia limpa.

A forma de realizar isso é criar uma obrigação regulatória para que todos os consumidores do mercado, seja diretamente, seja por meio das LSEs, adquiram uma quantidade de certificados de energia limpa. O lastro primário desses certificados é a produção efetiva de usinas que se enquadram na modalidade de pequenas renováveis e, normalmente, o Operador do Mercado é a entidade responsável por lhe dar a certificação e/ou validade. Uma usina eólica

¹¹³ Existe um intenso debate em torno das renováveis, especialmente do termo pequenas renováveis, pois vários parques eólicos são divididos regulatoriamente em pequenos parques por questões de benefícios tributários e subsídios, mas, na prática, são grandes aproveitamentos. Também se discute que as grandes usinas hidroelétricas não são normalmente classificadas como renováveis nos grandes fóruns internacionais nem são elegíveis para venda de certificados, devido ao tamanho dos reservatórios e aos impactos ambientais.

que gerou 744 MWh em um mês, por exemplo, pode vender 744 certificados para consumidores que necessitam comprar esses certificados regulatoriamente e que, se não o fizerem, estarão sujeitos a uma penalidade financeira.

Normalmente, o regulador estabelece uma obrigação de aquisição de certificados de energia limpa para um dado ano, em um volume menor do que a produção verificada, com o objetivo de criar concorrência entre os produtores. A ideia é que os certificados de energia limpa sejam mais uma fonte de receitas para as usinas renováveis de pequeno porte, tornando-as economicamente viáveis, dado que, em alguns mercados e contextos específicos, há tecnologias que ainda não são competitivas com as tecnologias tradicionais.

A criação de um mercado de certificados também é positiva quando se analisa que estes podem ser uma fonte de receitas adicional que substituiria a eventual concessão de subsídios, os quais, normalmente, causam uma distorção alocativa com efeitos sobre os preços de mercado. Espera-se que no Mercado de Energia todas as fontes estejam competindo somente com preços relacionados a produção¹¹⁴ e não considerando subsídios e incentivos.

Apesar da necessidade de descarbonizar a matriz de produção de energia elétrica, ganha relevância a discussão sobre qual o período de tempo que uma tecnologia ou usina que entrou em operação comercial teria direito a vender esses certificados. Um exemplo disso são as usinas eólicas, que se tornaram competitivas em nível mundial desde 2012-2013. Logo, apesar de descarbonizarem a matriz, já não necessitariam de nenhum incentivo adicional, ao menos para as novas usinas entrantes.

Por fim, se a decisão for pela constituição de um mercado de certificados de energia limpa, deve-se considerar que isso reflete em um aumento dos custos globais para os consumidores. De certo modo, ocorre a mesma situação com um subsídio que pode ser pago pelos consumidores ou pelos contribuintes se a decisão for a transferência de recursos do Estado¹¹⁵.

¹¹⁴ Até por questões de pureza técnica, uma vez produzida, a energia elétrica é igual, sendo que a diferenciação da tecnologia utilizada deve ser considerada por incentivos específicos e explícitos, tais como o mencionado mercado de certificados de energia limpa ou, ainda, como um atributo no Mercado de Capacidade, podendo ser utilizado um conceito de *Scoring Bid*, como apresentado no Capítulo 2.

¹¹⁵ Existe um intenso debate sobre a concessão de subsídios ou a precificação de emissões de CO², por exemplo. Em Hirth & Ueckerdt (2013), apresenta-se a discussão de que subsídios moderados na tecnologia eólica podem, ao final, aumentar o excedente do consumidor, mesmo que os consumidores arquem com os subsídios.

5.4.8. Instrumentos Financeiros de Energia

Após a desregulamentação dos mercados na década de 1990, verifica-se uma tendência de aproximar, no conceito e na forma de operar, os mercados de energia elétrica aos mercados financeiros. Esse fenômeno é considerado natural quando um produto se torna uma *commodity*, no qual há vários produtores, vários consumidores e diferentes riscos associados na entrega e nos preços futuros. Em geral, os Instrumentos Financeiros são utilizados como instrumentos de *hedge* contra os preços futuros e para o gerenciamento de riscos. Os instrumentos financeiros são negociados com antecedência ao período de referência e normalmente utilizam como referência o preço *spot* calculado pelo Operador do Mercado¹¹⁶.

Em geral, os instrumentos financeiros não contemplam a entrega física de energia elétrica. Entidades financeiras (bancos comerciais, bancos de investimento, seguradoras, financeiras) podem vender o equivalente a um seguro contra o preço *spot* futuro para um PIE, comercializador ou LSE. Assim, esses agentes contratam um serviço financeiro futuro para se protegerem contra um preço *spot* muito baixo, aceitando pagar um valor em \$/MWh para a entidade financeira.

Exemplo 1: um PIE paga \$ 3,00/MWh para um montante de proteção de 100.000 MWh, ao preço *spot* mínimo de \$50,00/MWh, para uma data 12 meses à frente. Se, na data específica, o preço *spot* for maior ou igual a \$50,00/MWh, o PIE não terá direito a receber nenhuma compensação, mas, se o preço for menor do que \$ 50,00/MWh, o PIE terá direito a uma compensação financeira, normalmente a diferença do preço *spot* ao valor contratado de 50,00/MWh.

Exemplo 2: uma LSE paga \$ 4,50/MWh para um montante de proteção de 250.000 MWh, ao preço *spot* máximo de \$ 150,00/MWh, para uma data 3 meses à frente. Assim, se na data específica o preço *spot* for menor ou igual a \$150,00/MWh, a LSE não terá direito a nenhuma compensação financeira; se o preço *spot* for maior que \$150,00/MWh, terá direito à compensação financeira, que também é normalmente o montante em MWh multiplicado pela diferença do preço *spot* e o teto contratado de \$ 150,00/MWh.

Exemplo 3: um comercializador em posição vendida, que deseja se proteger e comprar uma proteção contra um preço *spot* alto e, neste caso, paga \$ 6,00/MWh para um montante de

¹¹⁶ Em alguns mercados deregulamentados, ainda se utilizam modelos computacionais no formato de custo regulado do serviço para a formação do preço *spot*. Nesses mercados, a venda privada de instrumentos financeiros de proteção tende a ser prejudicada, pois há maior risco político de intervenção e limitação de exposição com *price caps* estabelecidos pelo regulador, dado que o preço não é formado pelo cruzamento das curvas de oferta e demanda.

proteção de 50.000 MWh para 30 dias à frente, a um preço *spot* máximo de \$ 200,00/MWh. O funcionamento é semelhante aos dois exemplos anteriores, com o comercializador recebendo alguma compensação financeira se o preço *spot* for maior do que \$ 200,00/MWh.

Em alguns mercados, é permitido que quaisquer de seus participantes (PIE, LSE ou Comercializador) também vendam instrumentos financeiros de proteção para os demais participantes. Nesse caso, o participante do mercado deixa de ter uma preocupação meramente com as condições de entrega física e componentes financeiras entram em questão.

Exemplo 4: um PIE, que pode gerar energia elétrica no futuro, vende um instrumento de proteção financeira para um comercializador ou LSE contra um preço *spot* alto. Caso, na data em questão, esse preço esteja maior do que o valor da proteção vendida, o PIE pode entrar no Mercado de Energia vendendo sua produção para ter uma receita financeira que ajude a cobrir o desembolso financeiro que será realizado para compensar o comprador da proteção financeira. Destaca-se que, nesse caso, as liquidações financeiras não são unificadas, cabendo ao PIE fazer gestão dos recebimentos e desembolsos nos mercados de energia elétrica e no mercado financeiro.

Exemplo 5: um Comercializador pode comprar uma proteção financeira para se proteger de um preço *spot* baixo, dado que tem um excedente de contratos bilaterais e o preço atual do mercado está baixo, e este agente deseja aguardar por preços melhores. Nesse caso, pode comprar essa proteção inclusive de uma LSE com falta de contratos, que deseja travar seu risco de exposição no futuro.

A criação de instrumentos financeiros de energia visa proteger aos participantes do mercado e evitar graves crises financeiras que podem causar sérios problemas. Esses instrumentos também visam substituir os mecanismos regulatórios centralizados¹¹⁷ de gestão de risco, que normalmente estão presentes em desenhos de mercado verticalmente integrados ou em *Single Buyer*. Em modelos com baixa competição é normal que a gestão do risco de entrega física e dos preços *spot* seja realizada por meio de mecanismos regulatórios, o que, na maioria das vezes, acabam por ser arcados pelos consumidores.

¹¹⁷ O exemplo do mercado brasileiro é muito elucidativo sobre essa questão. O mecanismo de gestão de risco hidrológico é realizado centralizadamente e por meio de regras e mecanismos regulatórios de compensação entre as usinas hidráulicas, chamado de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Em momentos de sobras de geração hidráulica, todos ganham excedentes e tendem a estar satisfeitos com o mecanismo, porém, em momentos em que a geração hidráulica é menor do que os números de referência ou do que os contratos vendidos, os geradores tendem a apresentar contestações para o operador do mercado (CCEE) e para o regulador (ANEEL).

Existem também outros produtos financeiros que podem ser comercializados, como vinculação a índices setoriais¹¹⁸ ou a cotações de combustíveis. Em mercados com forte influência termoeleétrica, é comum também a venda de instrumentos financeiros vinculados ao preço dos combustíveis no mercado internacional, os quais são vendidos para os PIEs que possuem usinas movidos a esses combustíveis.

A “*financeirização*” dos mercados de energia elétrica tende a ser positiva, no sentido de aumentar a liquidez como um todo e ao tentar transformar a energia elétrica em um produto com características mais “normais”. Todavia, ao introduzir características financeiras, é necessária uma colaboração entre os reguladores e entidades dos setores de energia elétrica e financeiro, evitando-se que ocorram crises sistêmicas ou uma alavancagem desproporcional.

5.5. Poder de Mercado

5.5.1. Definindo Poder de Mercado

Na seção 5.1 foi apresentada a discussão sobre os modelos monopolistas contra os modelos competitivos, destacando que os preços praticados em mercados competitivos tendem a ser menores do que nos mercados monopolistas, nos quais a empresa monopolista pode adicionar um *mark-up* que, na prática, significa um menor volume produzido e uma transferência de renda dos consumidores para os produtores. Também foi apresentado que a estrutura clássica dos mercados de energia elétrica é um oligopólio, na comercialização de energia elétrica, e um monopólio natural nos serviços de transporte (transmissão e distribuição). Observadas as características dos monopólios naturais, não faria sentido discutir a definição de poder de mercado para essa estrutura. Todavia, é muito relevante discutir o exercício de poder de mercado para os PIEs e LSEs em mercados desregulamentados.

Poder de mercado é a capacidade de uma empresa influenciar a disponibilidade e/ou preço de um produto por suas ações individuais, independentemente do comportamento das demais empresas, sendo isso normalmente observado em estruturas de mercado oligopolistas e monopolistas. Observa-se uma confusão entre os reguladores e formuladores de política entre os conceitos de poder de mercado e conluio. **Conluio** são acordos explícitos realizados pelas empresas em mercados oligopolistas, com o intuito de controlar volumes e preços. Esse tipo de

¹¹⁸ Um exemplo da negociação de instrumentos financeiros é a NASDAQ OMX, com produtos para os países Nórdicos, Alemanha, Holanda, Reino Unido, Bélgica, França, Itália e Espanha. São negociados futuros, opções e índices setoriais.

acordo é normalmente ilegal na maioria dos países e se encaixa, teoricamente, como um jogo cooperativo.

O índice mais utilizado para medir o Poder de Mercado é o HHI – Herfindahl-Hirschman Index¹¹⁹, o qual é também conhecido como índice de concentração do mercado, conforme apresentado em (5.21) .

$$HHI = \sum_{i=1}^n q_i^2 \quad (5.21)$$

Observa-se q como a participação percentual representada por um número inteiro para o participante i . O Índice é calculado por meio dos quadrados da participação de mercado dos participantes, com os resultados indo de 0 a 10.000. Se o índice é 0 ou próximo de zero significa que o mercado é tão atomizado que se caracteriza como uma competição perfeita. Se há apenas uma empresa o índice é 10.000 e caracteriza-se como um monopólio.

Esse índice é utilizado pelo Departamento de Justiça dos EUA (DoJ), que estabelece como métrica que um mercado com HHI inferior a 1500 é um mercado competitivo, sendo que o índice entre 1500 e 2500 caracteriza um mercado como de moderada concentração. Já um mercado com HHI acima de 2500 é considerado como um mercado de altíssima concentração. A seguir apresentam-se três exemplos de mensuração do poder de mercado a partir do índice HHI.

Exemplo 1: considerando um mercado com 10 grupos geradores GG responsáveis por toda a oferta em uma Leilão DAM, tendo esses a seguinte participação de mercado s : $GG_1 = 1\%$, $GG_2 = 25\%$, $GG_3 = 7\%$, $GG_4 = 3\%$, $GG_5 = 8\%$, $GG_6 = 25\%$, $GG_7 = 25\%$, $GG_8 = 2\%$, $GG_9 = 1\%$ e $GG_{10} = 3\%$. A somatória dos quadrados de s dos GG é igual a 2012, o que, segundo a classificação do DoJ, é um mercado de concentração moderada. Essa afirmação faz sentido se considerarmos que há três grupos com uma participação de $\frac{1}{4}$ do mercado cada um, enquanto os demais 25% do mercado está pulverizado pelos demais geradores.

Exemplo 2: considerando um mercado com 10 GG responsáveis por toda a oferta em um Leilão DAM, tendo estes os seguintes s : $GG_1 = 11\%$, $GG_2 = 9\%$, $GG_3 = 7\%$, $GG_4 = 5\%$, $GG_5 = 20\%$, $GG_6 = 5\%$, $GG_7 = 3\%$, $GG_8 = 20\%$, $GG_9 = 10\%$ e $GG_{10} = 10\%$. A

¹¹⁹ Índice utilizado desde 1982 pelo Departamento de Justiça do EUA e por autoridades *anti-trust*, com o objetivo de impedir abusões de mercado, especialmente em situações de fusões e aquisições. O índice leva os nomes dos economistas Orris C. Herfindahl e Albert O. Hirschman, os quais estudaram questões sobre concorrência econômica.

somatória dos quadrados de s dos GG é igual a 1310, o que, segundo a classificação do DoJ, é um mercado de baixa concentração, ou seja, com alta competição. Novamente é uma constatação consistente, pois apenas dois GG possuem participações expressivas de 20% cada um, sendo bem reduzido o poder de mercado dos demais.

Exemplo 3: Considerando um mercado com 10 GG responsáveis por toda a oferta em um Leilão DAM, tendo esses os seguintes s : $GG_1 = 2\%$, $GG_2 = 45\%$, $GG_3 = 7\%$, $GG_4 = 4\%$, $GG_5 = 6\%$, $GG_6 = 5\%$, $GG_7 = 3\%$, $GG_8 = 1\%$, $GG_9 = 14\%$ e $GG_{10} = 13\%$. A somatória dos quadrados de s dos GG é igual a 2530, o que, segundo a classificação do DoJ, é um mercado de alta concentração, ou seja, com evidências claras de poder de mercado. O GG_2 responde por 45% e, com tal grau de concentração, já é possível determinar de forma mais clara o preço do mercado.

Um outro índice para medir o poder de mercado é o *Residual Supply Index* (RSI), o qual foi desenvolvido pelo CAISO e mede a capacidade agregada de todos os geradores exceto a do gerador em análise, tipicamente o gerador com a maior capacidade, com uma fração da demanda. O RSI para o gerador j é calculado da seguinte forma:

$$RSI_j = \frac{\sum_{i=1}^n K_i - K_j}{\sum D} \quad (5.22)$$

Considerando que K_i é a capacidade de cada gerador i , e n é o número total de geradores incluindo o gerador j , K_j é a capacidade do gerador j , e $\sum D$ é a demanda total do sistema. O gerador j é considerado pivotal quando o RSI_j é menor do que um, pois a capacidade instalada do gerador é necessária para atender a demanda do sistema. Se o RSI é menor do que um, o gerador j teria pouca influência sobre o preço de fechamento do sistema, especialmente em uma formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM (LIN & MAGNAGO, 2017).

O poder de mercado é natural quando uma empresa observa que consegue adotar políticas de volume e preços que lhe beneficiam. É comum os reguladores e formuladores de política inferirem que está ocorrendo um conluio quando várias empresas em um mercado oligopolista estejam simultaneamente exercendo poder de mercado, em especial em mercados estratégicos como energia elétrica.

Quando se tenta encaixar como conluio o comportamento coletivo de poder de mercado, é normal ocorrer longos processos administrativos e judiciais com baixa probabilidade de êxito do regulador. Apesar de serem conceitos distintos, poder de mercado e conluio se misturam em várias situações do mercado de energia elétrica, elevando o desafio para os reguladores.

Algumas empresas podem estar exercendo poder de mercado e outras se organizando em conluio, sendo esse o grupo que exerce poder de mercado, responsável por elevar seu comportamento de proteção em função das ações das empresas colusivas.

As empresas do setor de energia elétrica são normalmente agentes de longo prazo, ou seja, atuam no setor por longos períodos de tempo e sabem como jogar, cabendo ao regulador e aos formuladores de política a criação de elementos de desenho e arquitetura de mercado¹²⁰ que inibam esse comportamento. Utilizando os preceitos teóricos do Capítulo 2, os mercados com um bom desenho incentivam economicamente ao comportamento *Truth-telling*.

5.5.2. Exercício do Poder de Mercado

As empresas de energia elétrica tendem a exercer poder de mercado devido à tradição de ser um setor historicamente vertical e que, mesmo após a reestruturação ocorrida em diversos países, ainda possui grupos empresariais com empresas nos quatro segmentos: geração (PIE), transmissão, distribuição e comercialização (BORENSTEIN et al., 1999). A crise ocorrida na Califórnia no início da década de 2000 é uma evidência do exercício do poder de mercado de um modo *cross*, no qual linhas de transmissão eram colocadas como indisponíveis para diminuir a oferta local de geração e elevar o preço de fechamento do mercado.

Bunn & Oliveira (2003) apresentam aplicações práticas para Inglaterra e País de Gales de como os geradores podem abusar do poder de mercado em uma estrutura oligopolista, no qual, mesmo a oferta sendo superior à demanda, verifica-se que os ofertantes submetem lances no mercado atacadista superiores ao seu custo marginal, o que, na prática, significa preços mais altos. Esse comportamento sistemático foi o motivador para o Reino Unido rediscutir o seu desenho de mercado e de despacho e formação de preço, migrando de um *loose pool* para um *self-dispatch*.¹²¹

Punkanen (2014) estudou o mercado do Reino Unido, entre 1990-2001, e da Califórnia, entre 1998-2000. No caso do Reino Unido, verificou-se fracas evidências de poder de mercado durante a maior parte do período e atribui-se a isso a uma regulação bem restritiva, com exceção do final da década, o que levou posteriormente à mencionada alteração da arquitetura de

¹²⁰ Ao longo do Capítulo 5, evidenciou-se que desenho de mercado está relacionado às grandes estruturas de organização do mercado de energia elétrica e que arquitetura de mercado está relacionada às componentes de relacionamento e organização dentro de uma definição macro de desenho de mercado. Destaca-se que a discussão corriqueira sobre o tema normalmente tende a classificar tudo como desenho de mercado.

¹²¹ Na seção 5.7.1 apresenta-se as diferenças entre as principais formas de se organizar o despacho (*tight pool*, *loose pool* e *self-dispatch*)

mercado. No caso da Califórnia, observa-se fortes evidências de uma restrição de oferta de capacidade, sugerindo o exercício de poder de mercado.

Em mercados de estrutura atacadista e varejista com um *pool* obrigatório (parte central para compatibilizar contratos com o mundo físico), as formas clássicas de exercício de poder de mercado são a retenção de oferta nos Leilões DAM e IDM-RTM ou a submissão de lances, nesses mesmos leilões, com preços mais altos do que o custo marginal. Ambos levam a um preço de fechamento mais alto ou a custo mais elevado, com transferência de renda dos agentes, que estão com posições *short*, para os que estão como posição *long* no processo de contabilização e liquidação.

Figura 5.16 – Exercício de Poder de Mercado

Fonte: VENTOSA, et al. (2013)

A Figura 5.13 aponta que um mesmo PIE possui as usinas A, D e F, além do poder de mercado de retirar a planta F e elevar a renda inframarginal das usinas A e D, que passariam a receber o preço de fechamento determinado pela usina F. Esse comportamento é possível em mercados nos quais a submissão de lances nos Leilões DAM e IDM-RTM são realizados por meio de lances complexos, ou seja, é possível para um PIE ou agente de mercado dividir suas quantidades em múltiplos lances com diferentes valores. Dada a complexidade dos mercados de energia elétrica, não é uma tarefa fácil para os reguladores e formuladores de política mitigarem o poder de mercado.

5.5.3. Mitigando o Poder de Mercado

Mitigar o Poder de Mercado é uma tarefa complexa em qualquer mercado e se torna ainda mais desafiadora no mercado de energia elétrica, considerando-se as falhas de mercado e

o caráter estratégico do produto. Assim, cabe aos reguladores estabelecer medidas para mitigar a capacidade das empresas de elevar o preço dos produtos no mercado.

Iniciando com a abordagem do HHI, uma possibilidade de mitigação é impedir fusões ou aquisições que causem uma variação positiva no HHI acima de um determinado valor. O DoJ utiliza a métrica de 200 para analisar mais cuidadosamente e aprovar uma fusão ou aquisição. No caso específico do setor elétrico e da oferta de geração, poder-se-ia adotar a premissa de que nas fusões ou aquisições, que impactassem mais de 200 o índice HHI, seria obrigado a revender em contratos de longo prazo um expressivo percentual de sua capacidade, por um preço fixo estabelecido regulatoriamente, o que lhe obrigaria a submeter lances nos Leilões DAM e IDM-RTM com um preço igual ou menor a esse preço do contrato, evitando-se um custo de compra elevado e prejuízos econômicos finais por não ter sido chamado a gerar. Também é possível estabelecer um mecanismo misto, no qual o PIE continua como operador da usina, mas é obrigado a leiloar o direito de comercialização da energia, o que tira dele a capacidade de exercer o poder de mercado sobre esse montante¹²².

Outra forma é utilizar a abordagem descrita por Newbery (2009) e considerar um índice residual de suprimento denominado RSI (*Residual Supply Index*)¹²³ para, regulatoriamente, estabelecer volumes mínimos de submissão da capacidade nos Leilões DAM e IDM-RTM, com tetos regulatórios de preços.

Também se sugere, como mecanismos mitigatórios, a existência de um comitê formado entre reguladores (do setor elétrico e de defesa da concorrência), formuladores de política e o Operador do Mercado com o intuito de analisar as operações de mercado e identificar comportamentos indesejados, inclusive eventuais conluíus. Isso pode ser alicerçado por uma política de monitoramento de todas as operações de compra e venda realizadas, nas quais análises estatísticas e indicadores apontem transações ou comportamentos que devem ser analisados. Por fim, recomenda-se uma governança transparente, com *disclosure* de preços e um canal de denúncias para eventuais práticas colusivas.

¹²² Em mercados com alta concentração, utiliza-se essa abordagem, conhecida como *Virtual Power Plant*.

¹²³ Esse índice tenta capturar quanto da capacidade não comprometida de um agente com contratos não foi ofertada em Leilões DAM ou IDM-RTM e quanto esta representa para o atendimento da demanda. Isso permite inferir quanto esse agente é importante para o suprimento e quanto pode elevar o preço *spot* com o intuito de aumentar a renda inframarginal.

5.6. Integração das renováveis nos mercados de energia elétrica

5.6.1. Introdução

Os desafios das mudanças climáticas e as consequentes metas de redução de emissão de gases poluentes atingem fortemente as diversas indústrias, no sentido de rediscutir as formas de produção e transporte de bens e serviços. No setor de energia elétrica isso não foi diferente e a maioria dos mercados de energia elétrica, sejam avançados ou não, estão introduzindo metas para a participação das tecnologias renováveis de menor impacto ambiental e de baixa emissão de gases. Normalmente, considera-se nessas metas as *Small Renewables*, ou seja, PCHs, biomassa, eólica e solar PV. As grandes hidroelétricas, apesar de serem, na essência, renováveis, normalmente não são consideradas nessas metas¹²⁴, pois os reservatórios tendem a produzir metano no processo de decomposição do conteúdo biológico da área inundada. Outro ponto interessante sobre as grandes hidroelétricas é que estas normalmente não são usinas de geração variável ou intermitente com a estocagem da água, tendo uma função similar à disponibilidade de queima instantânea de combustível de uma termoeletrica, ou seja, permite uma importante flexibilidade para o Operador do Mercado.

Todavia, a inserção das fontes renováveis adiciona complexidades nas operações físicas dos sistemas, como também na regulação e arquitetura de Mercado. Nesta seção, apresenta-se os principais pontos de discussão e desafios que essas fontes estão provocando nos mercados internacionais, pois, apesar do apelo ambiental e da recente queda de custos, dificultam a operação dos sistemas, devido à variabilidade e, consequentemente, refletem maiores complexidades regulatórias e mercadológicas.

5.6.2. Aspectos físicos de operação

Visando atender as metas estabelecidas de emissão de gases, o setor elétrico, em nível mundial, está estimulando as fontes renováveis intermitentes. Os incentivos a essas fontes trazem enormes desafios para a operação física dos sistemas, pelo que soluções na integração das renováveis ao *grid* estão em discussão e implementação em vários países. Ao se considerar essa integração, os formuladores de política, reguladores e operadores de mercado devem analisar quais novas tecnologias estão em desenvolvimento, quais tecnologias já são comercialmente viáveis, novas linhas de transmissão, mais usinas com partida rápida que

¹²⁴ Em vários estudos internacionais quando se menciona renováveis se excluem as grandes hidroelétricas. Países como o Brasil, Canadá e os Países Nórdicos não entendem como correta esta exclusão, e consideram suas grandes hidroelétricas como renováveis nas estatísticas.

funcionarão como *backup* e, por fim, como será o planejamento de longo prazo (KATZ & COCHRAN, 2015).

Os planejadores e formuladores de política, ao inserirem novas usinas renováveis, devem aliar as metas de redução de emissão com políticas operativas eficientes, como incentivar que as usinas sejam construídas em pontos do *grid* em que sejam necessários menores investimentos em transmissão. Esse é um ponto sensível e sempre passível de discussão, pois é necessário encontrar o equilíbrio entre a produtividade da usina e o custo adicional de transmissão ao conectá-la no *grid*. O Operador do Mercado tem um papel fundamental nesse processo, pois, de um modo ou de outro, todas as operações físicas e de mercado terão de ser refletidas em seus processos e mecanismos operativos e mercantis. Nesse sentido, usinas que estão localizadas em pontos sensíveis do *grid* e que tendem a gerar em momentos de *stress* do sistema são valiosas e permitem que o sistema tenha maior flexibilidade.

Flexibilidade operacional é algo muito valorizado quando se discute fontes renováveis. Nesse sentido, ter geradores flexíveis que possam ser acionados é um elemento básico na inserção de usinas eólicas e solares PV, por exemplo. Na Figura 5.17, encontra-se um exemplo do ano de 2010 de áreas na interconexão Oeste dos EUA, que possui forte presença de eólicas. O Operador do Mercado necessita de flexibilidade para operar e balancear o sistema com a forte variação da produção das usinas eólicas. Conforme destacado em Cochran et. al. (2015), a flexibilidade pode ser tanto do lado da oferta, quanto da demanda, sendo que a demanda representa um maior desafio no contexto atual.

Figura 5.17 – Eólicas e o atendimento da carga em Minnesota, cenário eólicas 25%

Fonte: BIRD, et al. (2011)

O gerenciamento pelo lado da demanda permitiria que os consumidores respondessem ao sinal de preço, incluindo mecanismos de controle automático que permitem o corte de carga por meio do Operador do Mercado, *Smart Grid*, e precificação pelo tempo real. Atualmente já há tecnologia disponível para operar sistemas, considerando ativamente a demanda, porém os custos ainda não são acessíveis para todos os mercados e a regulação ainda é insipiente para considerar os rateios dos custos e a participação em mecanismos de mercado. Pelo lado da oferta, a flexibilidade operativa pode ser obtida por meio de *Energy Storage*, geração flexível e novas linhas de transmissão. *Energy Storage* é a capacidade de armazenar em baterias a produção de energia para utilização nos momentos mais adequados no atendimento da carga, observando-se que a tecnologia de armazenamento ainda está longe de conseguir armazenar grandes quantidades de energia com custos baixos. A geração flexível normalmente é formada por fontes convencionais e despacháveis, tais como termelétricas de combustíveis fósseis e grandes hidroelétricas, cuja flexibilidade considera um rápido *ramp up* e *ramp down*.

As usinas hidroelétricas com reservatórios, biomassa, gás ciclo aberto, óleo diesel e óleo combustível permitem realizar um relativamente rápido *ramp up* e *ramp down*¹²⁵ para acomodar a variação da produção das renováveis intermitentes. Como *base load* que devem sofrer pequenas variações de produção estão as usinas a carvão, nuclear e gás ciclo combinado. As usinas eólicas e solar PV são intermitentes e ainda não podem ter sua produção armazenada em larga escala com preços acessíveis. Complementam a flexibilidade operativa do operador a construção de novas linhas de transmissão, o que integra melhor o consumo e a geração ao longo do *grid*.

No caso brasileiro, a flexibilidade operativa para acomodar a variação de produção das renováveis, especialmente das eólicas no Nordeste, tem sido a produção hidráulica do Sudeste e a utilização de uma folga no intercâmbio de energia elétrica entre os dois submercados. Essa política operativa tende a demandar das grandes hidroelétricas maior variação de produção para acompanhar a carga e, conseqüentemente, maiores custos de operação e manutenção nessas usinas. Esse exemplo corrobora com Cochran et al. (2014) segundo o qual é possível, com as tecnologias atuais, acomodar a produção de renováveis, porém é necessário considerar os aspectos de desenho e arquitetura de mercado que, ao final, refletem em custos a serem pagos pelos consumidores.

¹²⁵ Essa classificação considera as características das tecnologias e a forma como se opera na maioria dos mercados mundiais, destacando-se que alguns mercados como o Brasil possui um forte paradigma hidráulico e considera essa fonte como *baseload*.

5.6.3. Aspectos de Arquitetura de mercado

A integração de mercado das renováveis traz não somente desafios operativos, mas também desafios de mercado. As evoluções tecnológicas, por mais empolgantes e incríveis que sejam, esbarram sempre nas questões de mercado, ou seja, se os custos são acessíveis ou não para a operação do sistema. As diversas opções para integração das renováveis têm diferentes custos e diferentes complexidades, observando-se que as evoluções tecnológicas alteram rapidamente a viabilidade de uma opção ou outra. A Figura 5.18 sumariza quais são os custos das opções atuais de integração das Renováveis.

Considerando os aspectos mercadológicos, são necessárias alterações nos produtos que devem ser comercializados para atender à necessidade das renováveis (*Improved Energy Market Design* na Figura 5.18), como também mitigar eventuais problemas causados pela intermitência das eólicas sobre os preços dos mercados DAM e IDM-RTM.

Figura 5.18 – Opções e custos para integração das Renováveis

Fonte: COCHRAN, ET AL. (2014)

O desenho e a arquitetura de mercado devem permitir a comercialização de energia elétrica o mais próximo possível do tempo real para que a geração das renováveis possa ser ofertada adequadamente. Nesse sentido, algumas bolsas de energia da Europa possuem opções de comercialização de energia até 15 minutos antes da hora de referência, com destaque para geração eólica e solar PV na Alemanha, com negociação na EPEX-SPOT. Se uma usina Renovável se comprometeu a gerar no Leilão DAM e, ao aproximar o tempo real, observou que

não gerará o prometido, deverá comprar em um Leilão IDM-RTM para evitar os preços do *spot* e eventuais custos de balanceamento que sejam cobrados. No exemplo oposto, se uma usina se comprometeu a gerar no Leilão DAM e a sua produção efetiva será maior do que o esperado, o proprietário da usina deverá ofertar esse excedente para evitar o preço *spot* ou, em algumas situações, ser exigido o *curtailment* e/ou custo de balanceamento.

Outro ponto relevante é que a presença das renováveis, independentemente dos produtos que venham ser desenvolvidos, tende a reduzir os preços no mercado atacadista, dado que o custo variável é igual a zero. Logo, uma vez que os custos de implantação e manutenção tendem a ser cobertos pela venda de contratos bilaterais de longo prazo, todo o excedente de produção pode ser ofertado em Leilões DAM ou IDM-RTM com preços baixos.

Esta tendência de preços baixos no mercado atacadista diminui a renda inframarginal e reforça o fenômeno *Missing Money*, fazendo com que os geradores demandem aumentos dos pagamentos nos Mercados de Capacidade¹²⁶. Os geradores considerados estratégicos ganham poder de barganha contra os operadores de mercado-sistema, pois sua disponibilidade é fundamental para garantir a segurança e flexibilidade operacional do sistema.

A discussão que se apresenta é quão robustos são os conceitos de Desenho e Arquitetura de Mercado para acomodar as renováveis intermitentes e se, no longo prazo, com *Energy Storage* não ocorrerá uma clara divisão de consumidores de pequeno porte, que serão autossupridores, e os consumidores de grande porte, que ainda demandarão energia do *grid*. Isso ocorrendo, haverá uma divisão ainda mais profunda entre os mercados atacadista e varejista, com o mercado varejista se tornando mais caro tanto para quem o utiliza como principal forma de suprimento, quanto para os consumidores que utilizam o *grid* como *backup* do seu autossuprimento.

5.7. Discussões sobre Desenho e Arquitetura de Mercado

5.7.1. Tipos de Despacho

A Teoria de Desenho e Arquitetura de Mercado é basicamente ancorada na teoria microeconômica marginalista e considera fortemente a necessidade de um Operador do

¹²⁶ Analistas e reguladores dos mercados de energia elétrica começam a discutir a chamada espiral da morte, que consiste na redução persistente dos preços dos mercados atacadista que diminuem a renda inframarginal e a capacidade dos geradores se manterem lucrativos e financeiramente saudáveis somente com o mercado de energia, o que, no médio e longo prazo, demandam maiores pagamentos nos Mercados de Capacidade, inclusive para as próprias fontes renováveis. Em um cenário extremo, teríamos preços atacadistas estruturalmente tendendo a zero e a renda necessária para manter o parque de geração sendo obtida, em quase sua totalidade, em Mercados de Capacidade ou de serviços ancilares.

Mercado como entidade de participação obrigatória para manter a estabilidade do sistema, funcionando esta entidade como um monopólio natural de interesse público, que cuida da segurança do suprimento, que ao final é um bem público¹²⁷.

O modo de despacho do sistema, e consequentemente a formação de preço, possui inicialmente duas grandes divisões: (i) despacho não econômico; e (ii) despacho econômico.

O **despacho não econômico** consiste em um operador selecionar uma usina para geração de energia elétrica sem considerar como principal elemento o seu custo ou preço. É uma abordagem utilizada em países que não possuem de fato um mercado de energia elétrica competitivo. A linha de despacho não econômico pode considerar como critério de seleção das usinas aspectos políticos e administrativos, tais como preferência por um tipo de tecnologia ou fonte, questões elétricas de suprimento em pontos específicos do sistema, e outras definições que não são baseadas em aspectos econômicos. Um tipo de despacho não econômico relevante é o *Equal Shares* adotado pela China, no qual o atendimento da carga é rateado pelas usinas conforme a representatividade percentual na capacidade instalada, a qual no país é majoritariamente da tecnologia carvão.

O despacho econômico consiste em um Operador de Mercado selecionar usinas para a geração de energia elétrica com base em critérios econômicos e de menor custo ou preço para os consumidores. Um despacho econômico é relacionado a países e regiões que adotam estrutura de mercado. Contudo, existe um debate sobre qual o papel dos Operadores em uma abordagem de despacho econômico, ou seja, se devem ter um papel central ou residual na determinação de quais unidades geradoras devem gerar energia, isto é, quais usinas serão despachadas. Em outras palavras, essa discussão resulta na escolha entre um despacho no formato *Pool* obrigatório ou bilateral (*Self Dispatch*).

No ***Pool obrigatório*** as usinas são automaticamente consideradas em um processo de contabilização e liquidação centralizado e o seu despacho só poderá ocorrer se autorizado e/ou solicitado diretamente por um mecanismo central comandado pelo operador. Este mecanismo central de despacho das usinas pode ser do tipo *tight pool (cost-based model)* ou *loose pool (price-based model)*.

- ***Tight pool:*** Todos os geradores estão sujeitos a um estrito controle do Operador do Mercado quanto à disponibilidade e aos custos de geração, sendo ambos fortemente regulados. Neste formato, o gerador deve obedecer ao comando central do Operador do

¹²⁷ Novamente, apresenta-se a discussão de bem comum e bem público.

Mercado, quanto ao volume e horário em que deverá gerar e quais tipos de serviços ancilares serão prestados. Caso o gerador falhe em patamares acima das taxas de referência, é aplicada alguma penalidade, e alterações nos custos de produção das usinas só são aceitos mediante comprovações dos custos e uma autorização do regulador. O valor de liquidação do tempo real é formado pela lógica de ordem de mérito e custos.

- ***Loose pool***: Todos os geradores participam de um mecanismo central com o Operador do Mercado, mas se comprometem a gerar por meio de uma oferta voluntária de montantes e preços para as horas de um determinado período, normalmente um dia. Não existe um controle direto sobre o preço e o montante a ser submetido, mas apenas estímulos regulatórios para que os geradores participem dos Leilões e estejam disponíveis para o operador. Os geradores só são penalizados se não gerarem energia após terem se comprometido nos Leilões DAM ou IDM-RTM, ou ainda em algum mercado de serviços ancilares. O preço de liquidação do tempo real é formado pela lógica de ordem de mérito e preços.

Uma forma simplificada de diferenciar os dois tipos de *pool* é dizer que o *Tight Pool* é baseado em custos e o *Loose Pool* em preços. Em geral, o mercado com *Tight Pool* mantém vários elementos regulatórios e econômicos dos desenhos de monopólio verticalmente integrado e *Single Buyer*. O *Loose Pool* se aproxima dos desenhos de mercado atacadista e varejista, dada a maior liberdade concedida aos geradores.

No **Despacho Bilateral**, a operação do sistema é definida pelos contratos bilaterais celebrados, que são informados ao operador, como um compromisso de venda ou compra. Os geradores podem ser tanto vendedores como compradores e, na prática, todos os participantes do mercado se tornam *traders*, para fins de organização e relacionamento com o Operador do Mercado. Os contratos podem ser firmados tanto no formato balcão (OTC) quanto em bolsas de energia. São firmes, do ponto de vista físico, e o despacho de usinas adicionais e intervenções na operação do tempo real são o mínimo necessário. Os custos incorridos pelo Operador do Mercado para o balanceamento do tempo real são rateados entre os agentes (vendedores e compradores) que causaram esse deslocamento e que não celebraram previamente contratos, destacando que não há um preço de liquidação do tempo real. Nesse modelo, o Operador do Mercado pode ser proprietário de linhas de transmissão e de usinas de geração, sendo que, no caso de usinas, é mais comum a contratação por meio de algum mecanismo regulado.

Os defensores do **Pool obrigatório** destacam que esse formato torna os custos aos consumidores mais baixos, pois uma entidade central organiza todos os geradores com uma

lógica de otimização e ordem de mérito. Os defensores do **Despacho Bilateral** argumentam que esse formato diminui o poder de mercado dos grandes geradores e tornam as relações mais livres entre os agentes de mercado. O ponto central da discussão é qual a crença dos reguladores e entidades de um determinado mercado sobre o modelo que é mais eficiente na alocação e determinação de custos. O *pool* obrigatório possui um custo de redespacho menor, porém é mais suscetível ao poder de mercado dos grandes geradores. O despacho bilateral possui um custo de redespacho maior, pois os contratos são livremente pactuados bilateralmente e não necessariamente os geradores com menores preços estão gerando, mas o poder de mercado desses agentes diminui sensivelmente¹²⁸.

Figura 5.19 – Tipos de Despacho e Formação de Preços

Fonte: Elaborado pelo autor

Em nível internacional, observa-se que a América do Norte, os nórdicos, a Austrália e a Nova Zelândia adotam o *Loose Pool*. Os países da América Latina, a Ásia e a África adotam o

¹²⁸ No caso do Reino Unido, venceu o despacho bilateral quando se constituiu o *New Electricity Trading Arrangements* (NETA). Inicialmente, a reforma atacadista do Reino Unido introduziu um modelo de *pool*, no qual, ao longo do tempo, verificou-se uma tendência de preços altos, devido ao poder de mercado dos grandes geradores. Após o NETA, a lógica de atuação do operador do mercado-sistema (*National Grid*) passou a ser do despacho bilateral e observou-se uma redução dos preços praticados no mercado atacadista. Para maiores informações, ver Ofgem (2002).

Tight Pool. A Europa continental e o Reino Unido, especialmente por causa da figura das bolsas de energia, adotam o modelo de despacho bilateral¹²⁹.

Este trabalho defende a abordagem do *Loose Pool*, pois equilibra a necessidade de um comando centralizado de um Operador de Mercado, com a liberdade de informar preços e montantes dos geradores. O formato *Tight Pool* tende a apresentar disputas administrativas e judiciais em torno das diferenças entre os custos incorridos e os contratos celebrados, enquanto o despacho bilateral exige um elevado nível de maturidade dos agentes de mercado e uma ampla disposição espacial da carga, dado que em países com a carga muito concentrada, como no caso do Brasil, se pode incorrer em elevados custos de redespacho.

5.7.2. Preços Locacionais e Preços zonais

Outro relevante debate está em torno de como são definidos os preços que serão utilizados como referência para o tempo real e, novamente, a discussão está em torno dos conceitos de eficiência e precisão dos valores, visando diminuir os custos de operação do sistema e, consequentemente, os custos para os consumidores. Basicamente os modelos utilizados são os de preços locacionais ou *nodal pricing* e de preços zonais.

O **preço locacional** ou *nodal pricing* consiste em se ter um preço específico para cada nó do sistema. Na literatura internacional e nos mercados que adotam esta abordagem, utiliza-se o termo *Locational Marginal Pricing* (LMP). A ideia de adotar um preço para cada ponto do sistema é dar incentivo econômico para que os geradores se instalem nos pontos com maiores gargalos do sistema e que possuem LMPs mais elevados. Em uma lógica microeconômica, os pontos com maiores LMPs incentivariam aos geradores instalarem novas usinas nesses pontos, o que levaria, no médio e longo prazo, a uma redução dos LMPs e a preços mais acessíveis e equilibrados ao longo do sistema (HOLMBERG & LAZARCZYK, 2012).

O **preço zonal** ou **uniforme** consiste em se ter um único preço para uma zona ou área estabelecida pelo Operador do Mercado. O princípio do preço único em uma determinada área ou zona é permitir uma maior competição entre os geradores, assumindo que um eventual custo de redespacho é menor do que o benefício obtido pela maior competição.

Os defensores do preço locacional argumentam que os incentivos econômicos são melhores e que os custos de redespacho são menores. Os defensores do preço zonal apoiam-se

¹²⁹ Logicamente esta é uma visão simplificada de como os países organizam o despacho. No caso dos EUA e Canadá, por exemplo, o despacho é no formato *Loose Pool* somente nas regiões e Estados que possuem mercados atacadistas, com muitos locais ainda mantendo o formato *Tight Pool*. Outra exceção é a Colômbia, na América Latina, que adota um modelo mais próximo ao *Loose Pool*.

na maior competição e simplicidade, pois um preço locacional demanda modelos matemáticos mais complexos. A definição de um modelo de preço em detrimento de outro está, em muito, relacionado ao desenho e arquitetura de mercado, como também nas preferências e crenças dos reguladores. Preços locacionais são adotados na Argentina, Chile, Irlanda, Nova Zelândia, Rússia, Cingapura e EUA. Preços Zonais são adotados na Europa Continental, nórdicos, Austrália, América Latina e África.

No debate sobre qual é a melhor abordagem não se tem claramente um modelo vencedor ou preferencial. Holmberg & Lazarczyk (2012) compararam o preço nodal, o preço zonal e uma abordagem alternativa chamada discriminatória com restrições nas linhas de transmissão e fluxos circulares. A conclusão foi que, em mercados com muitos participantes, nos quais são permitidas as participações dos geradores no mercado de tempo real, os três formatos resultam em um mesmo nível de eficiência.

Este trabalho defende a abordagem preço zonal, pela simplicidade e maior possibilidade de competição, mesmo que isso resulte um eventual custo mais elevado de redespacho. A argumentação para esta abordagem é que, com a expressiva introdução das renováveis, não se tem um grande grau de liberdade para escolher o ponto do sistema em que será instalada a usina, além de permitir um maior nível de competição em sistemas com grandes hidráulicas, dado que uma grande hidroelétrica, em um ponto específico do sistema, poderia ter um enorme poder de mercado.

5.7.3. *Financial Transmission Rights (FTRs)*

Os preços dos Leilões DAM e IDM-RTM certamente serão diferentes nos diversos pontos do sistema, seja com preço locacional, seja zonal. Esta diferença de preços pode significar um risco elevado para os agentes do mercado. Uma LSE pode ter seus consumidores dispersos em diversos pontos do sistema com diferentes preços *spots* e todos os seus contratos de compra em um único ponto. Nesse caso, a LSE precisa de um *hedge* para essa diferença de preços e a compra de um *Financial Transmission Right* (FTR) tem esta função.

O FTR é um direito financeiro de uso da capacidade de interconexão entre uma zona de preço e outra, garantido ao comprador uma proteção contra a diferença de preços. Os vendedores de um FTR são normalmente transmissores ou Operadores de Mercado, os quais realizam leilões periódicos de venda desses direitos para os interessados. O uso do FTR está no princípio da regulação dos mercados de eletricidade, no qual a rede de transmissão deve ser de acesso aberto e não discriminatória.

Se não houver congestionamento na rede, os FTRs não possuem valor, pois significa que o fluxo de energia elétrica não tem restrição e que os preços dentro desse mercado tendem a ser iguais. Em contrapartida, o congestionamento da rede torna valioso os FTRs, destacando-se o caráter financeiro desses certificados ou direitos. Um agente que realizou vendas em um mercado, e está com créditos em outro, poderá se valer do FTR para garantir sua proteção dos custos de usos do sistema de transmissão. Esse contrato pode ser utilizado em conjunto com instrumentos financeiros de proteção para um completo *hedge* da diferença dos preços *spot*.

Em mercados com fortes controles regulatórios centralizados, existem normalmente rateios dos excedentes obtidos e os agentes que ficam expostos negativamente são responsáveis por arcar diretamente com esses riscos, deduzindo-se eventuais direitos positivos. Esses tipos de mecanismos regulatórios normalmente terminam em disputas administrativas e judiciais, pois, quando as diferenças de preços são elevadas e os prejuízos financeiros expressivos, os participantes passam a disputar o direito de prioridade sobre os excedentes e, obviamente, cada agente de mercado busca defender que sua condição é especial. Desenhos de mercado eficientes devem evitar a utilização de mecanismos centralizados de proteção e, sempre que possível, criar instrumentos financeiros de proteção.

Por fim, entende-se que apenas desenhos de mercado avançados, com variedade de produtos e elevada participação do consumidor, devem adotar FTRs, pois, por ser um mecanismo complexo, demanda outros elementos de arquitetura de mercado que não estão presentes em um monopólio verticalmente integrado ou em um *Single Buyer*.

5.7.4. Integração de Mercados¹³⁰

A integração de mercados ganha cada vez mais defensores como um elemento importante nas dimensões política, econômica e eletroenergética. Na dimensão política, ressalta-se que a integração de mercados permite aos países envolvidos uma maior força em negociações políticas e econômicas multilaterais, pois a complementariedade das fontes de suprimento eleva o nível de *Supply Adequacy*, o que é fundamental nas economias contemporâneas. Na dimensão econômica, observa-se que a interconexão entre mercados permite obter economias de escala e uma alocação mais eficientes dos recursos escassos para geração de energia elétrica. Por fim, a análise da dimensão eletroenergética permite destacar que a integração de mercados enseja utilizar a complementariedade das fontes energéticas dos

¹³⁰ Esta seção baseia-se no *White Paper Integração de Mercados de Energia*, realizado em parceria com o professor Dorel Soares Ramos (Poli-USP) e Marcelo Prais (ONS) para o BRACIER.

diferentes mercados, o que também eleva *Supply Adequacy* no médio e longo prazo. E no curto prazo os intercâmbios podem auxiliar no gerenciamento do *grid* em situações de *stress*, dando maior flexibilidade aos Operadores de Mercado para acomodarem a geração de tecnologias renováveis intermitentes, por exemplo.

Analisando as possibilidades de integração de mercados, existem duas abordagens que podem ser utilizadas: (i) construção de usinas binacionais; e (ii) integração de mercados.

- **Construção de usinas binacionais¹³¹:** esta é a abordagem mais utilizada na América do Sul, na qual dois países, por questões econômicas, geopolíticas e estratégicas constroem uma usina binacional cujos investimentos, lucros e a produção de energia elétrica são compartilhados. Normalmente o país com o maior mercado consumidor tende a alavancar o projeto e, muitas vezes, funciona como viabilizador econômico, com a obtenção de um financiamento para construção da obra, por exemplo.
- **Integração de mercados¹³²:** constituição de mecanismos regulatórios e econômicos entre os mercados, que permitem a comercialização de energia com confiabilidade operacional dos sistemas elétricos, aumentando a flexibilidade dos Operadores de Mercado, com elevação do nível de *welfare* dos participantes dos mercados integrados.

5.7.5. *Smart Grid*¹³³

A construção de redes inteligentes, denominadas *Smart Grid*, promete ser uma das transformações mais significativas da indústria de energia elétrica, tanto pelos aspectos tecnológicos, quanto mercadológicos. Na dimensão tecnológica, a flexibilidade operativa que os *Smart Grids* prometem proporcionar para os operadores de mercado-sistema será essencial para um gerenciamento mais eficiente do sistema, com a forte entrada de usinas renováveis intermitentes. Na dimensão econômica, espera-se uma redução dos custos de operação do sistema e, conseqüentemente, dos custos para os consumidores, pois a flexibilidade operativa

¹³¹ A América do Sul apresenta os maiores exemplos de usinas: Itaipú (Brasil-Paraguai) com 14 GW de potência, Salto Grande (Argentina-Uruguai) 1,9 GW e Yacyretá (Argentina-Paraguai) 3,1 GW. Há outros projetos em estudos com esta mesma lógica binacional no continente, com destaque para a construção de uma usina hidroelétrica entre Brasil-Bolívia, no Rio Madeira, e um aproveitamento eólico conjunto entre Brasil-Uruguai. Entretanto, esses projetos estão em ritmo lento, devido à ausência de mecanismos entre os países, e a abordagem utilizada ainda tende a ser um acordo geopolítico mais do que uma necessidade de mercado de energia elétrica.

¹³² Uma abordagem mais perene e de longo prazo seria a constituição de mecanismos regulatórios e de mercado que permitam a comercialização contínua, e não discriminatória, de energia elétrica. Existem quatro abordagens de integração de mercados a serem exploradas: (i) Intercâmbio de Oportunidade; (ii) Contratação Firme de Energia; (iii) Acoplamento de mercado; e (iv) Integração plena de mercado.

¹³³ Sugere-se analisar Capetta (2014) para um maior entendimento sobre o estabelecimento de um programa de redes elétricas inteligentes no âmbito do setor elétrico brasileiro.

permitirá acessar recursos mais baratos de geração e também permitirá aos consumidores um papel mais ativo, como, por exemplo, com políticas de *Demand Response*.

Alguns mercados estão introduzindo gradativamente programas ou convertendo parte de suas redes com o conceito de *Smart Grid*. Os experimentos mais avançados estão nos EUA e Europa, mas o desenho e arquitetura de mercado dessas regiões ainda não estão adequados para uma utilização em larga escala dessas redes. Nesse sentido, Cai (2016) discute como o desenho de mercado deve ser aprimorado para a introdução em larga escala do conceito de *Smart Grid*. O desenho de mercado, incluindo os Leilões DAM e IDM, deveriam considerar em uma rede *Smart Grid* o comportamento de antecipação de preços dos geradores e consumidores, pois, nesse contexto, a demanda deixa de ser inelástica no tempo real e passa a apresentar maior elasticidade. Nesse tipo de rede, ocorre maior interação entre a flexibilidade de geração e os mercados *forward*, inclusive com a disposição dos consumidores, por meio das LSEs, assumirem maiores riscos. Por fim, a operação do sistema deveria ser multitemporal, dada a maior capacidade de se prever a disponibilidade de recursos, inclusive da participação dos consumidores.

Em uma perspectiva pura de desenho e arquitetura de mercado, considerando os preceitos da microeconomia, é uma grande evolução a rede *Smart Grid*, pois permite ao consumidor que este seja mais sensível ao preço no tempo real e, assim, a energia elétrica passa a ser um produto mais próximo dos produtos convencionais, ou seja, mais sujeito às leis clássicas de oferta e demanda, sendo que os modelos microeconômicos se tornam mais aplicáveis e aderentes. Ao fim, espera-se que os mercados sejam mais eficientes, com menores custos finais.

Contudo, um dos grandes desafios na introdução de uma rede *Smart Grid* é a rápida evolução tecnológica, a qual pode tornar um alto investimento em uma nova rede rapidamente obsoleta. Assim, a discussão de padrões tecnológicos comuns, especialmente em um contexto de integração de mercados, é um fator crucial para que, de fato, obtenha-se flexibilidade operativa e menores custos para os consumidores.

5.7.6. Geração Distribuída

A geração distribuída é também conhecida como geração embutida ou geração dispersa. Esse nome se deve ao fato de que as usinas estão normalmente conectadas na rede de distribuição ao invés da rede de transmissão, o que diminui sensivelmente os custos de conexão e transporte. Existem diversos tipos de usinas que se encaixam como geração distribuída, mas,

em geral, são plantas de menor Capacidade, destacando-se eólicas, solar PV, biomassa e PCHs. Em alguns mercados com forte presença térmica, também se observam pequenas térmicas a gás ciclo combinado.

Em nível mundial, está se elevando o número de usinas classificadas como geração distribuída, o que é um desafio para os desenhos de mercado de atacado e varejo. Em um modelo atacadista ou varejista com LSEs, a discussão está em como se representar essas usinas do ponto de vista comercial, e quem representaria essas usinas nas transações com o Operadores de Mercado. Nesse sentido, a figura de agregadores¹³⁴ de geração, que realizem a venda tanto no atacado, quanto no varejo, necessita ser regulada para que ocorra um incentivo a esse tipo de opção, sem que se introduzam distorções de mercado.

A distorção mais típica é a introdução de um percentual elevado de geração distribuída em uma determinada região, diminuindo sensivelmente o consumo do *grid*. Logo, os consumidores não participam do rateio dos custos do sistema de transmissão. Os consumidores que permanecem conectados e consumindo do *grid* tendem a pagar tarifas mais caras de transporte (fio) e passam a ver como economicamente viável a migração para alguma política de geração distribuída, inclusive como um produto oferecido por uma LSE ou PIE. Ao final, tem-se novamente um espiral da morte, ou seja, um processo retroalimentador de migração de ambiente até que os custos de transporte fiquem elevadíssimos para poucos consumidores ou no, limite extremo, não há consumidores para arcarem com os custos do sistema de transmissão.

Entende-se como inevitável o aumento de usinas como geração distribuída. Logo, os reguladores e o desenho de mercado devem alocar aos consumidores os eventuais custos de deixar a rede disponível como *backup*, estejam estes utilizando-a ou não. Isso pode parecer injusto, porém o sistema de transporte de energia elétrica é também um bem público e, no limite, em situações de escassez ou indisponibilidade da geração distribuída, será o Operador do Mercado a entidade obrigada a manter o sistema estável e a funcionar como um típico supridor de última instância.

5.8. Conclusões

A Teoria de Desenho e Arquitetura de Mercados é algo historicamente novo, nascendo basicamente com o início da liberalização dos mercados de energia elétrica, com a criação do *Single Buyer* nos EUA, o que se deu pela aprovação da lei PURPA, em 1978. A indústria de

¹³⁴ Neste caso refere-se à agregação do ponto de vista comercial e não do serviço técnico de agregação de medição, o qual é tipicamente fornecido por distribuidores, mas que pode ser também prestado por empresas independentes.

energia elétrica, que estava até então acostumada com grandes monopólios verticais, passou a lidar com agentes privados, que visavam exclusivamente ao lucro em um produto estratégico, com características especiais e com forte apelo político perante a sociedade. As evoluções nos mercados de energia elétrica continuaram conforme mais *players* privados passaram a participar da indústria, mas também se introduziram novas evoluções quando as empresas monopolistas (especialmente estatais) se mostraram financeiramente incapazes de continuar a realizar pesados investimentos. Na segunda metade da década de 1980, o Chile concluiu a primeira reforma atacadista no mundo, o que foi acompanhado pelo Reino Unido, em 1989-1990. Esse movimento foi intensificado na década de 1990 com uma nova lei aprovada nos EUA, com vários países da Europa e América Latina copiando esse processo. Por fim, após o ano 2000 alguns mercados passaram a ir além na questão do poder de escolha do consumidor, permitindo que todos tivessem a liberdade da escolha do supridor, o que redundou no modelo de mercado de varejo.

Contudo, desenhos de mercado em nível macro contemplam apenas os grandes direcionadores de como os formuladores de política e os reguladores esperam que os agentes se organizem e como será a eficiência econômica por meio dos mecanismos alocativos. Após a definição desses desenhos em nível macro, é necessário detalhar como serão negociados os diversos produtos relacionados à energia elétrica e qual o grau de regulação ou intervenção que terão os reguladores e os operados de mercado-sistema. A moderna teoria e prática de arquitetura de mercado considera o fatiamento dos diversos grupos de produtos relacionados à energia elétrica: Mercado de Energia (incluindo serviços ancilares), Mercado de Capacidade, certificados de energia limpa e instrumentos financeiros de proteção.

O Mercado de Energia contempla a segregação temporal da compra e venda de energia elétrica para entrega futura. Além disso, a estabilidade e confiabilidade do tempo real devem ser assegurados por uma entidade central, nesse caso, o Operador do Mercado. Todas as operações do Mercado de Energia devem ser contabilizadas centralizadamente pelo Operador do Mercado e as diferenças entre as relações comerciais e o mundo físico são liquidados como diferenças. Para essas operações, normalmente se estabelece uma estrutura de garantias financeiras, a qual, dependendo do grau de evolução do mercado, poderá contar com uma *clearing house* e uma bolsa de energia.

O Mercado de Capacidade consiste na contratação de usinas para estarem disponíveis e oferecerem segurança de suprimento ao sistema, o que é internacionalmente conhecido como *Supply Adequacy*. Normalmente a capacidade é tratada como um bem público, contratada centralizadamente, e os custos são rateados por todos os consumidores. Também se

convenciona dizer que o pagamento pela capacidade é o custo da sociedade ter a infraestrutura disponível. A introdução das tecnologias renováveis intermitentes e as preferências dos reguladores e Operadores de Mercado levaram à criação de ao menos quatro diferentes modalidades de contratação de capacidade: reservas estratégicas; pagamentos pela capacidade; leilões de capacidade; obrigações de capacidade; e opções de compra ou *call options*.

As preocupações climáticas e a evolução tecnológica criaram um ambiente favorável às tecnologias renováveis intermitentes. A maioria dos países criou algum mecanismo de incentivos a essas tecnologias e, considerando a defesa deste trabalho por mecanismos competitivos, sugere-se a criação de mecanismos de mercado ao invés de subsídios diretos para incentivar esse tipo de fonte e/ou tecnologia. A criação de certificados de energia limpa é uma alternativa defendida na teoria e prática internacional de desenho e arquitetura de mercado, no qual o regulador ou Operador do Mercado estabelece uma obrigação mínima de certificados de energia limpa que os consumidores devem ter, sendo que esta obrigação considera normalmente a produção de energia de fontes renováveis intermitentes que o mercado teve em um determinado período.

A partir do momento em que um país ou região resolve adotar um mercado de energia elétrica, endereça-se a questão de que a competição é melhor do que o monopólio, mas surge a discussão do poder de mercado que empresas dominantes podem exercer sobre os preços, prejudicando os consumidores. Neste sentido, é preciso diferenciar poder de mercado e conluio, pois o primeiro se refere ao poder que a empresa tem *per si* de influenciar o preço sem nenhuma prática coordenada com os seus concorrentes; o segundo, é a organização das empresas de forma deliberada para influenciar montantes e preços no mercado, o que é normalmente proibido por lei. Mercados avançados possuem mecanismos de monitoramento do poder de mercado e da realização de conluio, e tentam coibir essas práticas com mecanismos que estimulem a competição.

Apesar das fontes renováveis terem muitas externalidades positivas, um fator de preocupação é a intermitência na produção. Isso faz com que os Operadores de Mercado tenham de acionar mais usinas para a prestação de serviços ancilares, como também dificultam a operação em tempo real, o que se transforma em custos que, muitas vezes, não são considerados no momento que se precifica uma nova usina renovável. Essa intermitência das renováveis também adiciona dificuldades no processo de integração de mercados, pois, nesse caso, é necessário analisar a intermitência em nível transnacional, o que pode levantar discussões sobre subsídios e custos repassados aos consumidores de outros países e/ou mercados.

A moderna teoria de arquitetura de mercado aborda diversas discussões, indo desde qual papel deve ser desempenhado pelo Operador do Mercado na inserção das novas tecnologias de *Smart Grid* e *Energy Storage*. Não se é possível ainda, neste momento de evolução dos mercados, afirmar claramente como será a inserção das novas tecnologias e quais aprimoramentos e ajustes regulatórios serão necessários para que se eleve o bem-estar das sociedades e se mantenham ambientes sustentáveis de investimentos, com uma regulação e ambiente de negócios com previsibilidade e eficiência econômica. Contudo, é possível identificar uma tendência de maior participação do consumidor e menor dependência das redes de transporte, com um maior papel da geração distribuída e do autossuprimento, inclusive para os consumidores de pequena escala.

A teoria e prática de desenho e arquitetura de mercado é um assunto sempre polêmico e recheado de discussões acaloradas, pois, apesar de alguns conceitos estarem fortemente ancorados em leis da física e em princípios microeconômicos, há um grande espaço para as preferências ideológicas e políticas em um produto estratégico para a sociedade. O fato é que os mercados e países tendem a realizar ajustes em conformidade com suas preferências, permitindo que, ao analisar o mercado internacional, observe-se diferentes desenhos e elementos de arquitetura, o que resulta diferentes níveis de eficiência alocativa. A partir da visão panorâmica oferecida neste capítulo, é possível analisar as diferentes experiências internacionais em mercados de energia elétrica, observando-se que não necessariamente os países mais desenvolvidos economicamente possuem as abordagens de mercado mais desenvolvidas, tendo em vista o paradigma da competição e da escolha como referência desse desenvolvimento.

Capítulo 6 - Desenhos de Mercado de Energia Elétrica: A experiência internacional

6.1. Introdução

Neste capítulo são analisadas as experiências internacionais de desenho de mercado de energia elétrica do mundo, destacando alguns países selecionados. O maior enfoque está no desenho de mercado dos EUA, Reino Unido, Europa Continental, Países Nórdicos e Oceania (Austrália e Nova Zelândia), mas também se discute, de modo panorâmico, o desenho de mercado da África, Ásia e América Latina, com exceção do Brasil, que será objeto de análise específica no Capítulo 7¹³⁵.

Observa-se que não existe algo como desenho ou arquitetura de mercado universais, dado que os países possuem diferentes recursos naturais para geração de energia elétrica e diferentes culturas, o que implica diferentes formas legais e institucionais de tratar o produto. O arcabouço teórico do Capítulo 5 defende mecanismos competitivos de mercado e que o sinal de preço adequado é um maior promotor de eficiência econômica, tendo como premissa basilar que quanto maior for a participação e nível de escolha do consumidor, mais avançado é o desenho de mercado, dado que o sinal de preços seria um indutor de eficiência alocativa melhor do que o preço regulado quando a competição é possível.

Antes do estudo sobre os diferentes desenhos de mercado, apresenta-se, nesta introdução, algumas estatísticas sobre geração, percentual de renováveis, capacidade instalada e consumo de energia elétrica, permitindo uma melhor visualização sobre o tamanho e relevância dos mercados internacionais, como também suas tendências.

Iniciando a análise com a geração de energia elétrica e adotando o ano de 2015 como base, observa-se que a China é o maior produtor de eletricidade do mundo, com 5.682 TWh, acompanhado pelos EUA, com uma produção de 4.324 TWh. Entre os doze maiores produtores mundiais estão países desenvolvidos e em desenvolvimento (Figura 6.1). Em geral, os países desenvolvidos, que estão nas primeiras posições, refletem uma grande intensidade *per capita* (algo que será detalhado mais à frente), enquanto os países em desenvolvimento ocupam posições absolutas de relevância, devido ao tamanho de suas populações e não tanto pela

¹³⁵ A análise com maior detalhe dos Desenhos de Mercados concentra-se nos dez maiores mercados mundiais em TWh no ano de 2015, conforme dados de ENERDATA (2017), e nos mercados regionais relevantes que não estavam nesta relação. Assim, são analisados os mercados da China, EUA, Índia, Rússia, Japão, Alemanha, Canadá, França, Coreia do Sul, Brasil, Países Nórdicos, Reino Unido, México, Austrália, África do Sul, Argentina, Chile, Colômbia e Nova Zelândia.

intensidade do uso. Essa constatação levanta a questão sobre a disponibilidade de recursos e tecnologias para produção de energia elétrica, pois haverá uma severa pressão por recursos se os países em desenvolvimento atingirem o nível de consumo dos países desenvolvidos.

Figura 6.1 – Geração de Energia Elétrica (TWh), Top 12 em 2015

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ENERDATA (2017).

A Tabela 6.1 apresenta os dados de produção de energia elétrica nas diferentes regiões do mundo, no período 1990-2015. Observa-se que a produção mundial cresceu a uma taxa de 2,85%, no período 1990-2015, e 2,95%, no período 2000-2015, ou seja, houve uma aceleração no crescimento da produção mundial após o ano 2000. Esta aceleração se deve basicamente aos países em desenvolvimento, dado que, no período 2000-2015, tanto a Europa, quanto os EUA e o Japão, tiveram crescimento modesto, porém a China apresentou uma taxa média anual de 10,02%, a Índia 6,01%, o resto da Ásia 4,42% e o Oriente Médio 5,94%.

É também relevante observar como os países que compõem o Top-12, em 2015, evoluíram em relação à produção de energia elétrica desde 1990. Na Figura 6.2, observa-se uma forte evolução do crescimento da geração de energia elétrica na China (9,26% a.a.), Índia (6,36%), Coreia do Sul (6,80%) e Arábia Saudita (6,53%), enquanto há estagnação nos demais países (0%-1,5%), com exceção do Brasil (3,95%), que apresenta um crescimento em uma faixa considerada intermediária.

Tabela 6.1 – Produção Mundial de Energia Elétrica 1990-2015 (TWh)

Região	1990	1995	2000	2005	2010	2015	1990 - 2015 (% var. anual)	2000 - 2015 (% var. anual)
Europa	2.899	3.070	3.438	3.762	3.864	3.791	1,08%	0,65%
CEI*	1.676	1.270	1.250	1.374	1.482	1.510	-0,42%	1,27%
Estados Unidos	3.219	3.582	4.053	4.294	4.378	4.324	1,19%	0,43%
Canadá	482	560	606	625	599	632	1,09%	0,28%
América Latina	605	769	977	1.149	1.370	1.536	3,80%	3,06%
China	621	1.008	1.356	2.502	4.208	5.682	9,26%	10,02%
Índia	293	424	570	716	979	1.368	6,36%	6,01%
Japão	842	969	1.059	1.100	1.117	995	0,67%	-0,41%
Resto da Ásia	464	710	999	1.324	1.647	1.910	5,83%	4,42%
Pacífico	190	212	253	276	302	300	1,85%	1,15%
África	319	364	445	564	675	780	3,64%	3,80%
Oriente Médio	244	346	472	646	893	1.122	6,28%	5,94%
Total	11.854	13.285	15.477	18.333	21.515	23.950	2,85%	2,95%

* CEI : Comunidade dos Estados Independentes

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ENERDATA (2017).

A China ultrapassou os EUA como maior produtor de energia elétrica mundial em 2010, quando a produção do país asiático foi de 4.716 TWh, frente a 4.350 TWh. Todavia, observa-se uma expressiva diminuição de ritmo nas taxas chinesas, com variação de 4,00%, em 2014, e apenas 0,30%, em 2015.

Figura 6.2 – Evolução do Top 12 em Geração de Energia Elétrica (TWh), 1990-2015

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ENERDATA (2017).

Correlacionado o consumo *per capita* e a renda *per capita* de uma série de países relevantes em suas regiões geográficas¹³⁶, observa-se expressiva disparidade no consumo e uma correlação positiva no que tange à renda e consumo *per capita*. Na Figura 6.3 estão plotados os dados *per capita* de consumo, em kWh, e PIB, em US\$, no conceito *Power Purchase Parity* (PPP), relativos ao ano de 2013. Destaca-se, entre esses países selecionados, a Noruega, que é o ponto mais à direita e acima do gráfico, cujo consumo *per capita*, em 2013, foi de 54.343 kWh e o PIB PPP foi US\$ 54.343.

Se considerarmos que o consumo de energia elétrica possui forte correlação com a renda per capita e que os países em desenvolvimento tendem a aumentar o seu nível de renda e, consequentemente, o seu consumo, há uma expectativa de um substancial crescimento da produção e consumo global de energia elétrica, o que eleva o nível de conforto dessas sociedades, mas também aumenta a pressão sobre os recursos naturais necessários para produzir energia elétrica. Nesse sentido, dada as preocupações climáticas e as evoluções tecnológicas, ganha relevância o aumento do uso de tecnologias renováveis e a geração distribuída, sendo que esta tende a ser, na maioria das vezes, de fontes renováveis intermitentes.

Figura 6.3 – PIB PPP em US\$ e consumo em kWh per capita, 2013

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de World Bank (2014b) e IMF (2014).

De fato, as fontes renováveis aumentaram sua participação na produção total de energia elétrica no período 1990-2015. Analisando os dados da Tabela 6.2, verifica-se que o aumento

¹³⁶ Os países selecionados são os analisados no *Global Statistical Yearbook 2016* da consultoria ENERDATA: Arábia Saudita, África do Sul, Alemanha, Argélia, Argentina, Austrália, Bélgica, Brasil, Canadá, Cazaquistão, Chile, China, Colômbia, Coreia do Sul, Egito, Emirados Árabes, Espanha, EUA, França, Holanda, Índia, Indonésia, Irã, Itália, Japão, Kuwait, Malásia, México, Nova Zelândia, Nigéria, Noruega, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Romênia, Rússia, Suécia, Tailândia, Turquia, Ucrânia, Uzbequistão e Venezuela.

de representatividade se deu basicamente no período 2010-2015, pois, em 1990, o peso das tecnologias limpas era de 19,94% no total de geração e, em 2010, o número foi de 20,22%, ou seja, uma variação de apenas 0,28 p.p. Entretanto, em 2015, as renováveis representavam 23,41% do total, ou seja, um crescimento de 3,47 p.p., em relação a 1990, e 4,33 p.p. em comparação ao ano 2000. O detalhamento dos dados revela um expressivo crescimento na Europa, de 13,76 p.p., o qual é seguido pela China, com 8,08 p.p. Dos principais mercados mundiais, o que apresentou um resultado inverso foi a América Latina, com uma queda de 9,58 p.p., que se deve à redução expressiva verificada no Brasil, de 15,98 p.p. O caso brasileiro é relevante, pois o país historicamente tem um alto percentual de renováveis em sua matriz de eletricidade, porém as restrições ambientais para construção de hidroelétricas com reservatórios demandaram a construção de usinas fósseis para atendimento da crescente demanda, algo que começa a se arrefecer com a entrada de pequenas renováveis, destacando-se eólicas e solar PV.

Tabela 6.2 – Percentual de Renováveis na Produção de Energia Elétrica, 1990-2015

Região	1990	1995	2000	2005	2010	2015	1990 - 2015 (% var. anual)	1990 - 2015 (var. p.p)	2000 - 2015 (% var. anual)	2000 - 2015 (var. p.p)
Europa	18,25	19,93	20,48	20,12	25,71	34,24	2,55%	15,99	3,49%	13,76
CEI*	13,66	18,69	18,30	18,04	16,69	16,10	0,66%	2,44	-0,85%	-2,20
Estados Unidos	12,27	11,72	9,20	9,43	10,93	13,83	0,48%	1,56	2,76%	4,64
Canadá	62,39	61,02	60,61	59,63	61,66	62,72	0,02%	0,33	0,23%	2,11
Brasil	94,50	94,16	89,49	87,13	84,72	73,52	-1,00%	-20,99	-1,30%	-15,98
América Latina**	66,07	66,42	62,00	59,28	57,75	52,42	-0,92%	-13,65	-1,11%	-9,58
China	20,41	19,21	16,63	16,16	19,05	24,71	0,77%	4,30	2,67%	8,08
Índia	24,49	17,26	13,59	16,63	16,08	14,11	-2,18%	-10,38	0,25%	0,52
Japão	12,86	11,07	10,97	10,48	12,29	17,85	1,32%	4,99	3,30%	6,88
Ásia***	17,86	15,54	13,53	13,86	16,08	20,27	0,51%	2,41	2,73%	6,73
Pacífico	22,54	22,95	18,75	17,87	18,58	24,97	0,41%	2,43	1,93%	6,22
África	18,38	17,03	17,76	16,90	17,45	18,90	0,11%	0,52	0,42%	1,14
Oriente Médio	4,88	3,22	1,71	4,28	2,03	2,24	-3,06%	-2,64	1,84%	0,54
Total	19,94	20,53	19,07	18,65	20,22	23,41	0,64%	3,47	1,37%	4,33

* CEI : Comunidade dos Estados Independentes

** Incluindo Brasil

*** Incluindo China, Índia e Japão

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ENERDATA (2017).

Observa-se uma tendência mundial de elevação da participação das tecnologias renováveis, especialmente do que se convencionou chamar de pequenas renováveis. Analisando os países que compõe o Top-12 de produção de energia elétrica em 2015, verifica-se que a participação das usinas eólicas e solar era inexistente em 1990 e, a partir do ano 2000, observa-se um crescimento dessas tecnologias, com destaque para a Alemanha, que é um dos líderes mundiais no uso das duas tecnologias e que, no grupo Top-12, é a primeira colocada com uma participação, em 2015, de 19,6% do total gerado de energia elétrica. Outro país com destaque

na geração de energia elétrica, a partir de eólicas e solar, é o Reino Unido, com uma participação de 14,0%. Até mesmo os EUA, que historicamente possuem resistência ao uso de tecnologias renováveis, mudaram de postura, e uma série de políticas foram introduzidas para estimular a inserção de usinas eólicas e solar PV, sendo que essas duas tecnologias combinadas totalizaram 5,8% da geração de energia elétrica em 2015. Também merece destaque a França, que possui uma forte tradição de geração de energia nuclear e que está aumentando a inserção de renováveis, com eólica e solar atingindo 5,1%. A China é relevante pelo tamanho absoluto de seu mercado e a participação eólica-solar foi de 4,1%. Por fim, o Brasil, que já possuía uma tradição em renováveis, com usinas hidroelétricas e a biomassa, passou a incentivar as tecnologias eólica e solar PV por meio de leilões. A Figura 6.4 mostra a evolução desde 1990 da participação percentual das tecnologias eólica-solar no total da geração dos países Top-12 em 2015.

Figura 6.4 – Participação percentual das tecnologias eólica e solar nos países Top-12

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ENERDATA (2017).

Esta introdução com dados estatísticos permite uma visualização macro do tamanho e das eventuais tendências dos mercados mundiais de eletricidade. As próximas seções abordam, com mais detalhes, os diferentes desenhos de mercados adotados no âmbito internacional, o que, correlacionado com estes dados, possibilita uma análise mais completa do *status* dos principais mercados.

6.2. Desenhos de Mercado Internacionais

Os mercados internacionais de energia elétrica estão em diferentes níveis e estágio de desenvolvimento. A referência normalmente utilizada é o nível de participação ou escolha do consumidor, pois, considerando a teoria apresentada no Capítulo 5, quanto maior for a participação do consumidor, maior será a influência do preço e da competição como indutor de eficiência, considerando-se que, por melhor que seja a regulação, esta não será capaz de induzir o mesmo nível de eficiência dos mercados competitivos. Recorda-se que os mercados mais evoluídos só regulam em uma lógica de custo do serviço, os denominados monopólios naturais, destacando-se que na indústria de energia elétrica são os serviços de transporte (transmissão e distribuição).

A Figura 6.5 mostra um mapa com o estágio de evolução de cada país, considerando a seguinte classificação¹³⁷:

- **Monopólio Verticalmente Integrado:** mercado composto por empresas integradas, normalmente estatais, as quais são responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica para os consumidores finais, independentemente do tamanho, nível de consumo e nível de tensão desses consumidores. Em alguns países, criam-se empresas verticalmente integradas para atenderem diferentes localidades geográficas, as quais podem ou não estar ligadas entre si por meio de uma *holding* regional ou nacional.
- **Verticalmente Integrado + PIE:** mercado composto por empresas integradas, porém elas não conseguem *per si* gerarem toda a energia elétrica necessária para atenderem aos consumidores e passam a complementar a geração por meio da compra com os PIEs, sendo este processo de compra realizado por meio de chamada pública ou leilões.
- **Unbundling + PIE:** mercado composto por empresas segregadas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, mas que normalmente possuem alguma ligação societária em uma *holding* estatal ou privada. Também se complementa a geração necessária para atender os consumidores com compras por meio dos PIEs.
- **Mercado Atacadista:** mercado com diversas empresas competindo nos segmentos de geração e comercialização de energia, com transações de balcão, plataformas organizadas e, eventualmente, bolsas de energia elétrica. Ressalta-se que a

¹³⁷ A classificação utilizada na análise das práticas internacionais difere levemente da abordagem teórica apresentada no Capítulo 5, pois, na implementação dos desenhos de mercado, os formuladores de política e os reguladores adotam modelos híbridos ou nuances da teoria.

comercialização é competitiva somente no nível de atacado, havendo ainda uma regulação por algum meio de tarifa para os pequenos consumidores. Os segmentos de transmissão e distribuição permanecem como monopólios naturais regulados na lógica de custo do serviço. Normalmente há um Operador de Mercado que compatibiliza o que ocorre na dimensão comercial e na dimensão física.

- **Mercado Atacadista + Varejo:** mercado com diversas empresas competindo nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e com plena liberdade de escolha de todos os consumidores, independentemente do nível de tensão e do volume de consumo. Também é necessária a atuação de um Operador de Mercado, mas há um espaço muito pequeno para o Estado ou políticos estabelecerem políticas por meio do mercado de energia elétrica, dado que só há o conceito de tarifas nos serviços de transporte.

As maiores transformações nos mercados de energia elétrica começaram em 1978 com a aprovação nos EUA da Lei PURPA, que permitiu que as *utilities* americanas pudessem comprar energia de forma competitiva em um modelo de *Single Buyer*, o qual foi detalhada no Capítulo 5. O processo competitivo continuou na próxima década e, em 1988, o Chile foi o primeiro país a adotar uma reforma mais profunda no setor elétrico, buscando a formação de um mercado atacadista. Em 1989, inicia-se a reforma atacadista do Reino Unido, no qual o governo Thatcher tentou diminuir o poder de barganha dos profissionais carvoeiros britânicos, desregulamentando a indústria de energia elétrica. Visando a aumentar ainda mais a competição, o Congresso dos EUA aprova, em 1992, o *National Energy Policy Act*, o qual permitiu que os PIES pudessem competir diretamente com *utilities* na venda de energia elétrica e que se estabelecesse o incentivo para a formação de mercados atacadistas no país. A lógica do mercado atacadista se espalha pelo mundo e a maioria dos países europeus (incluindo os nórdicos), além de vários países da América Latina, passaram a realizar reformas em seus mercados e a introduzir a lógica de competição no atacado.

Figura 6.5 – Desenhos de Mercado Internacionais

Fonte: Elaborado pelo autor e IEA (2016b).

As reformas nos mercados de energia elétrica adentraram a década de 2000 e até a China, que é conhecida por um capitalismo de empresas estatais, realizou, em 2002, uma reforma, visando elevar a eficiência das empresas, a partir de um processo de *unbundling* com compras complementares por meio de PIEs de natureza mista (estatal e privados). Também, na década de 2000, ganhou corpo a introdução do modelo de varejo, no qual todos os consumidores passam a ter liberdade de escolha, destacando-se o Texas e os países europeus¹³⁸.

6.3. EUA e Canadá

6.3.1. Introdução

Os EUA são o segundo maior mercado de energia elétrica (4.324 TWh) do mundo e o Canadá (632 TWh) o sétimo. Nas Américas, eles ocupam a primeira e segunda colocação, respectivamente (ENERDATA, 2017). Os EUA possuem uma matriz em transformação, na qual as fontes renováveis e o gás natural ganham cada vez mais relevância e as térmicas a carvão reduzem participação, apesar de ainda serem extremamente relevantes no suprimento.

No Canadá, mantém-se a força da hidroeletricidade, cuja representatividade gira ao redor de 63% da geração de energia elétrica. A Figura 6.6 apresenta a geração por tecnologia

¹³⁸ A liberdade de escolha de todos os consumidores iniciou-se no Reino Unido e nos países nórdicos na década de 1990, mas ganha força no início da década de 2000, atingindo vários países.

nos EUA, observando-se que a maior se originou de combustíveis fósseis, aproximadamente 67%, no ano de 2015. Destaca-se o papel do gás natural e do carvão, que representam 33% da geração cada um. No caso americano, destaca-se também a geração nuclear, que representa 20% do total, ressaltando-se que são plantas consideradas maduras e que tendem a sofrer reformas ou ser substituídas por plantas mais novas nos próximos anos, localizando-se a maioria no leste do rio Mississipi.

Figura 6.6 – Geração de Eletricidade no EUA por fonte, 2015

Fonte: EIA (2016a).

Algo a se destacar no mercado americano é o desenvolvimento das fontes renováveis nos últimos 10 anos e a expectativa de evolução até o horizonte 2040 das projeções do *Annual Energy Outlook 2015* (EIA, 2015). Em 2000, as renováveis representavam ao redor de 9% da geração de eletricidade. Em 2013, o percentual saltou para 13% e, em 2040, projeta-se uma representatividade de 18% na produção total americana. Essa evolução é fruto de uma combinação de políticas voltadas à segurança energética do país e a menor dependência de importações de derivados de petróleo e combustíveis fósseis, além da preocupação com as mudanças climáticas e o natural barateamento dos equipamentos utilizados na construção de usinas renováveis, destacando-se as eólicas e usinas solar PV.

Figura 6.7 – Evolução da Geração de Eletricidade no EUA por fonte, 2015

Fonte: EIA (2015).

O Canadá apresenta uma matriz de produção de energia elétrica fortemente ancorada nas hidroelétricas, mas também conta com uma participação relevante da tecnologia nuclear e das plantas a carvão, conforme aponta o *Energy Fact Book*. Entre os países do G7, o Canadá é o que apresenta a maior produção de energia elétrica de fontes renováveis e o segundo em geração de plantas que não emitem gases de efeito estufa, somente atrás da França.

Figura 6.8 – Geração de Eletricidade no Canadá por fonte, 2013

Fonte: CANADA (2015).

Do ponto de vista físico, os EUA e o Canadá são fortemente interligados e existem acordos celebrados em nível governamental entre esses países. Esses acordos e interligações físicas resultam na *North American Electric Reliability Corporation Interconnections* (NERC), o qual compreende duas grandes regiões elétricas (grids) e três regiões menores. Conforme demonstrado na Figura 6.9, existe a Interconexão Leste, Interconexão Oeste e as regiões elétricas do Texas, Quebec e Alasca, destacando-se, em maior relevância, as Interconexões Leste, Oeste e o Texas.

A Interconexão Leste vai desde a região central leste do Canadá a costa Atlântica, excluindo-se a região de Québec, e adentra até o sul da Flórida e sudeste dos EUA, atendendo algumas poucas cidades da divisa do Texas com a Lousiana. A Interconexão do Oeste atinge toda região oeste do Canadá até a Baja Califórnia e adentra até a cidade de El Paso, no Texas. Por fim, o Texas possui sua própria região elétrica, que atinge aproximadamente 85% do estado, que se chama ERCOT. As regiões possuem fracas conexões entre si e todas operam internamente em 60Hz.

Figura 6.9 – North American Electric Reliability Corporation Interconnections

Fonte: ERCOT (2017).

As três grandes interconexões da América do Norte se subdividem em várias subáreas coordenadas por entidades regionais conhecidas como *Balancing Authorities*.

Uma *Balancing Authority* é responsável por assegurar, no tempo real, o atendimento da demanda, mantendo a segurança e estabilidade do sistema. Pode-se dizer que uma *Balancing Authority* é um tipo de Operador do Sistema, que pode ser considerado um mercado ou não, dependendo do arranjo institucional e regulatório estabelecido.

A Figura 6.10 apresenta as sessenta e seis *Balancing Authorities* existentes nos EUA, sendo que as maiores das entidades tendem a constituir-se como Operadores de Mercado com controle independente e mercados competitivos.

Fonte: EIA (2016b).

Ao aprofundar a análise sobre as Balancing Authorities, verifica-se uma grande diversidade de arranjos regulatórios e institucionais nos EUA e Canadá, com algumas regiões atuando ainda na lógica de empresas verticalmente integradas; e outras, com mercados extremamente sofisticados e desenvolvidos. Estima-se que 66% da energia elétrica consumida nos EUA ocorre em mercados desverticalizados e com estrutura no mínimo atacadista (IEA, 2016b). Apresenta-se, na Figura 6.11 a divisão dos principais mercados dos EUA e Canadá.

Observa-se a convivência de regiões com mercados atacadistas e outras com mercados verticalmente integrados (área em branco no mapa). Dada a autonomia regional presente nos EUA e Canadá, os Estados e cidades podem livremente optar por aderir ou não a um mercado atacadista, desde que atendam macro diretrizes da FERC. Todavia, o maior poder de regulação normalmente está nas agências reguladoras estaduais (PUCs) e, nos estados que ainda são verticalizados, adota-se uma regulação por custo do serviço ou *benchmark regulation*, na qual a PUC estabelece uma referência mínima a ser atendida, em termos de qualidade, e um teto de preços.

Já os RTOs e ISOs possuem uma estrutura competitiva, na qual os consumidores possuem maior participação. Na subseção a seguir, apresenta-se um *overview* dos RTO e ISOs presentes nos EUA e Canadá.

Figura 6.11 – Mercados de Energia Elétrica EUA - Canadá

Fonte: FERC (2017).

6.3.2. Mercados Atacadistas – RTOs e ISOs

6.3.2.1. California ISO (CAISO)

O *California Independent System Operator* (CAISO) é responsável pelo mercado atacadista competitivo da Califórnia, gerenciando as operações físicas e de mercado. O processo de despacho do CAISO é centralizado e atende basicamente ao próprio Estado e a algumas partes do Estado do Nevada. Este mercado contempla em sua estrutura Leilões DAM e IDM-RTM, serviços ancilares e direitos a congestionamento. O CAISO foi fundado em 1998 e tornou-se plenamente funcional como um ISO em 2008. Em 2014, foi lançado o *Energy Imbalance Market* (EIM), o qual também está sob responsabilidade do CAISO e compreende a operação de diferenças e intercâmbios entre os Estados do Oregon, Washington, California, Utah, Wyoming e Idaho.

A Califórnia é um dos mercados mais dinâmicos para renováveis nos EUA e isso se reflete nas diversas políticas, em âmbito estadual, para o incentivo de usinas eólicas e principalmente solar PV. As fontes renováveis representam 28,5% da capacidade instalada, sendo mais do que o dobro da média nacional, de 13%. Nesse universo, a solar PV detém uma participação de 48%, seguida pela eólica, com 29,6%.

Figura 6.12 – Região elétrica do CAISO

Fonte: FERC (2017).

Figura 6.13 – Capacidade Instalada do CAISO, 2017

Fonte: CAISO (2017).

Verifica-se a grande participação das renováveis e a tendência dessas tecnologias aumentarem sua participação na matriz do CAISO, demandando maior flexibilidade operativa e a necessidade de ajustes pontuais no desenho de mercado para evitar um aumento exagerado dos custos ou, ainda, o exercício de poder de mercado. Logo, o CAISO e a *California Public Utilities Commission* (CPUC) da Califórnia tendem a monitorar os mercados de energia e os serviços ancilares. Para isso, usam metodologias e softwares específicos para constatar o nível de competitividade e se há, ou não, exercício do poder de mercado.

Outro aspecto importante a ser observado com a maior participação das renováveis é a presença de maior número de horas, ao longo do dia, com preços negativos, devido a abundância de geração solar PV, o que é acompanhado do risco de excesso de geração.

Esse fenômeno é tecnicamente conhecido como curva do pato e estudos do próprio CAISO (2016a) apontam que serão necessárias ações para evitar maiores custos para atendimento do sistema.

Figura 6.14 – Curva do pato no CAISO, 2012-2020

Fonte: CAISO (2016a).

Essa forte presença das renováveis e os baixos preços do gás natural têm permitido que os preços médios de energia elétrica no CAISO permaneçam baixos, ao redor de US\$ 42/MWh no ano de 2015, no mercado atacadista, sendo que o custo médio para atendimento da carga foi da ordem de US\$ 37/MWh¹³⁹ (CAISO, 2016b). Observa-se que há uma preocupação com a calibragem e representatividade do preço, pois este acaba por influenciar a disposição de realizar novos investimentos de geração, algo relevante em qualquer mercado e crítico em operadores como o CAISO, que necessitam de flexibilidade operativa devido à mencionada participação das renováveis.

O *Supply Adequacy* no CAISO é estabelecido em conjunto com a CPUC e possui um forte *driver* de política energética. Contudo, não há leilões centralizados e obriga-se que as LSEs comprovem a contratação bilateral para o atendimento da carga. A carga do CAISO é da ordem de 232 TWh, com uma demanda pico de 47 GW (CRA, 2017).

6.3.2.2. *Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)*

O *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) opera o equivalente a 90% da rede que atende ao Estado, com poucas exceções ao leste, com a Luisiana, e ao oeste, com o Novo México.

¹³⁹ O *Locational Marginal Price* (LMP) para o *hub* de referência NP15 EZ Gen no DAM foi de US\$ 36,55/MWh (EIA, 2015).

O ERCOT é conhecido por ser um mercado bastante competitivo no qual a maioria das cidades conta com a liberdade total de escolha do consumidor de energia elétrica¹⁴⁰. Esse Mercado foi legalmente constituído em 1999 e deslanchou a partir dos anos 2000, com PIES, LSEs e diversos tipos de *traders* competindo em um mercado com uma carga de 347 TWh e uma demanda pico de 71 GW (ERCOT, 2016), além de um preço de referência de US\$ 29,48/MWh, em 2015¹⁴¹.

Figura 6.15 – Região Elétrica do ERCOT

Fonte: PUC Texas (2017).

Apesar da forte tradição da indústria do petróleo e de combustíveis fósseis no Estado, verifica-se uma importante participação das usinas eólicas e uma tendência de desenvolvimento da tecnologia solar PV, devido às condições naturais do Estado. Em 2015, ao redor de 53% da capacidade instalada era de usinas a gás natural, 22% carvão e 18% eólicas, conforme demonstrado na Figura 6.16.

O ERCOT também é considerado um mercado desenvolvido, no que tange a *Smart Grids* e a programas de resposta da demanda. As distribuidoras atuam fortemente com os consumidores comerciais e residenciais, no sentido de prover serviços de resposta em situação

¹⁴⁰ Uma evidência desta competição é o site mantido pelo regulador (PUC Texas) chamado *Power to choose* (<http://www.powertochoose.org/>). Nesse site, qualquer consumidor pode digitar o *Zip Code* de sua residência ou estabelecimento comercial e verificar quais são os supridores naquela região (LSEs) e as diferentes condições comerciais, tais como preço, sistema de cobrança, serviços acessórios e percentual das renováveis no portfólio.

¹⁴¹ Preço no *hub* ERCOT North 345KV Peak (EIA, 2015)

de emergência, além de programas de gerenciamento da demanda. Contudo, no sentido contrário ao verificado em outros mercados dos EUA, o ERCOT não possui um mercado de capacidade estruturado, confiando que somente o sinal de preços seja suficiente para atrair os investimentos necessários em novas usinas e atender aos requisitos regulatórios estaduais de *Supply Adequacy*.

Figura 6.16 – Capacidade Instalada do ERCOT, 2015

Fonte: ERCOT (2016).

6.3.2.3. Southwest Power Pool (SPP)

O *Southwest Power Pool* (SPP) foi fundado em 1941 como um *tight pool* e com 11 estados membros, sendo elevado a um RTO em 2004, momento em que os seus membros passaram a transacionar em um mercado atacadista. O SPP atinge quatorze estados: Arkansas, Iowa, Kansas, Louisiana, Minnesota, Missouri, Montana, Nebraska, New Mexico, North Dakota, Oklahoma, South Dakota, partes do Texas e Wyoming (FERC, 2017). A maior parte dos membros do SPP é PIE e *utility* regional e, por consequência, uma característica relevante desse mercado é a inexistência de liberdade de escolha para os consumidores finais, com algumas exceções para grandes consumidores e autoprodutores. Em outras palavras, é um clássico mercado de atacado, sem desdobramentos de competição varejista.

Em 2007, o SPP começou a operar o *real time Energy Imbalance Service* (EIS) e passou a ser um RTO aprovado pelas diretrizes e regulamentos da FERC. No ano de 2014, o SPP implementou uma série de evoluções no desenho de mercado, destacando-se a criação de Leilões DAM e IDM-RTM, além de um mercado de reservas. O SPP também inclui um mercado de direitos de congestão da transmissão e utiliza a lógica de ordem de mérito para as ofertas submetidas em seus diversos mercados.

A última evolução do SPP foi a incorporação de novas áreas sob sua responsabilidade, com a inclusão da *Western Area Power Administration – Upper Great Plains* (WAPP-UGP), a *The Basin Electric Power Cooperative* e a *The Heartlands Consumer Power District*. Essa expansão praticamente dobrou o território do SPP, adicionando 5 GW de demanda pico e 7 GW de capacidade instalada (FERC, 2017).

Figura 6.17 – Região elétrica do SPP

Fonte: FERC (2017).

Os números consolidados do SPP para 2015 apontam para uma demanda pico de 45,8 GW, uma carga de 236,7 TWh e uma população atendida de 18 milhões de pessoas. O SPP possui uma capacidade instalada de 83,4 GW, com a predominância dos combustíveis fósseis, sendo 42,5% gás natural e 33,2% carvão (SPP, 2016). Todavia, as usinas eólicas começam a ser relevantes no *grid* e já atingem 14,9% do total do mercado. Um dos desafios do SPP é elevar a participação das renováveis e manter o *Supply Adequacy* sem a criação de um Mercado de Capacidade, sendo o preço do *pool* o único atrativo para a construção e investimento em novas usinas, o qual, em 2015, ficou ao redor de US\$ 22/MWh.

Figura 6.18 – Capacidade Instalada no SPP, 2015

Fonte: FERC (2016).

É uma região muito “espalhada” e, por isso, há uma extensa rede de transmissão, que totaliza 65.800 milhas. O preço médio do mercado atacadista em 2015 foi de US\$ 27,00/MWh¹⁴².

6.3.2.5. PJM

Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection, popularmente conhecido como PJM, é um dos principais mercados de energia elétrica do mundo. É o operador responsável por treze Estados americanos em uma região rica (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e o Distrito de Columbia).

O PJM foi fundado em 1927 como um *power pool* de três *utilities* que atendiam os Estados de Pennsylvania e New Jersey. Em 1956, com a adesão de duas *utilities* de Maryland, tornou-se o Pennsylvania-New Jersey-Maryland. Durante quatro décadas, várias *utilities* e PIEs aderiram ao operador, sendo que, nos anos 1980 e na maior parte dos anos 1990, o PJM se organizou como um *tight pool*. Em 1996, o PJM passou a ser um ISO e, em 1997, introduziu leilões para operação do sistema, com preço nodal (conhecido como *Local Marginal Price – LMP*), e passou a ser considerado formalmente como um RTO no ano de 2001.

O PJM é o maior mercado dos EUA, com uma carga de 793 TWh em 2015, com uma demanda pico de 134,6 GW e um preço médio do *pool* de US\$ 36,16/MWh¹⁴³. A capacidade instalada é de 176,5 GW, tendo o carvão como principal tecnologia, com 34%, seguido pelo gás natural e nuclear, com 19% cada. Não é relevante apenas em relação ao tamanho, mas também é reconhecido pelo desenho e arquitetura de mercado, tendo Leilões DAM e IDM-RTM, FTRs, mercado de serviços ancilares e Mercado de Capacidade.

Atualmente, um dos grandes desafios do PJM é a pressão dos geradores por maiores pagamentos no Mercado de Capacidade, que é organizado por meio de leilões centralizados, com antecedência de três anos e período de suprimento de três anos para plantas novas, e de apenas um ano para plantas existentes. A tendência de diminuição dos preços do mercado atacadista diminui a renda inframarginal do mercado de energia. Logo, os geradores pressionam para que os valores do Mercado de Capacidade sejam maiores, sob a ameaça de desativarem usinas que, para o PJM, são estratégicas.

¹⁴² Este é o preço médio de todo o mercado, considerando o hub de referência Indiana Hub RT Peak o preço médio em 2015 foi de US\$ 34,33/MWh

¹⁴³ O preço médio, em 2015, do *hub* de referência PJM WH Real Time Peak foi de US\$ 43,41/MWh.

Figura 6.20 – Região elétrica do PJM

Fonte: FERC (2017).

Figura 6.21 – Capacidade Instalada do PJM, 2016

Fonte: PJM (2016).

6.3.2.6. New York ISO (NYISO)

A criação do *New York Independent System Operator* (NYISO) foi autorizada pela FERC em 1998, e o mercado passou a funcionar em dezembro/1999. O NYISO cobre todo o estado de Nova York e um dos pontos críticos desse mercado são as restrições de transmissão, especialmente na região da cidade de Nova York e Long Island. A alta densidade demográfica e o alto poder aquisitivo dessas regiões pressionam a demanda e, conseqüentemente, as linhas de transmissão, levando-as ao limite, o que normalmente descola os preços dessa região em relação aos demais pontos do sistema.

Figura 6.22 – Região elétrica do NYISO

Fonte: FERC (2017)

O NYISO possuía uma carga de 162 TWh em 2015, com uma demanda pico de 33,3 GW e um preço médio, para a cidade de Nova York, de US\$ 40,58/MWh¹⁴⁴. A capacidade instalada em 2016 foi de 38,6 GW, com uma alta participação de usinas a gás e bicomcombustível (gás/óleo), representando 57%, e as renováveis (incluindo hidroelétrica) com 20% de participação.

Desde 2000, a capacidade instalada do NYISO vem passando por transformações em sua composição (Figura 6.23), com a diminuição do peso das usinas a carvão e a elevação das usinas a gás e óleo, além do surgimento das eólicas, em 2008.

O NYISO também possui diversos tipos de produtos e mercados, tendo Leilões DAM e IDM-RTM, FTRs, mercado de serviços ancilares e Mercado de Capacidade. Contudo, esperam-se sensíveis transformações para adequar a regulação e o desenho de mercado a uma maior participação da geração distribuída e ao incremento estimulado de *demand response*. Em 2016, estavam disponíveis 1.200 MW de recursos na modalidade *demand response* para ser acionados em momentos de *stress* do sistema.

Do ponto de vista físico, o operador tem buscado elevar as interconexões com os operadores fronteiriços como meio de aumentar a flexibilidade operativa e diminuir os custos de operação do mercado, dada a variabilidade das fontes renováveis e da geração distribuída.

¹⁴⁴ Escolheu-se a cidade de Nova York por ser a mais representativa, pois existe uma grande discrepância nos preços por região no Estado de Nova York, indo de US\$ 30,88/MWh na região central a US\$ 49,83 na região de Long Island.

Figura 6.23 – Evolução da Capacidade Instalada do NYISO

Fonte: NYISO (2017)

6.3.2.7. ISO New England (ISO-NE)

O *Independent System Operator New England* (ISO-NE) é responsável por operar o Mercado de Energia, o Mercado de Capacidade, FTRs e produtos correlacionados de energia nos estados de Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont.

O ISO-NE possuía uma carga de 125 TWh e uma demanda pico de 29,1 GW, no ano de 2015, e preço médio do pool de CAD\$ 22,36/MWh¹⁴⁵. No que tange à capacidade instalada, os números apontam 30,5 GW em 2016, com uma alta participação de usinas a gás e nuclear, representando 39% e 34%, respectivamente (FERC, 2017). Os dados de demanda pico e capacidade instalada demonstram que o sistema trabalha com margens apertadas e, frequentemente, encontra-se em *stress*, sendo esse problema mitigado pelas interconexões e por uma crescente preocupação com eficiência energética.

O ISO-NE é interconectado com o NYISO, TransEnergie (Québec) e o New Brunswick System Operator, destacando que esse operador importa ao redor de 15% de suas necessidades para atendimento da carga dessas interconexões.

¹⁴⁵ Preço em US\$ 17,20/MWh, considerando uma taxa de câmbio de CAD\$1,30/US\$1,00, em 2015.

Figura 6.24 – Região elétrica do ISO-NE

Fonte: FERC (2017)

O ISO-NE também realiza leilões para a contratação de capacidade com antecedência de três anos, visando a incentivar a entrada de novas usinas. No que tange à eficiência energética, o ISO-NE projeta atingir economias da ordem de 23 TWh ano até 2026 e, para 2017, já se estima um número representativo da ordem de 13 TWh (ISO NEWSWIRE, 2017).

Esses efeitos também podem ser observados na estabilidade e no atendimento da demanda pico do sistema, com a demanda pico mantendo-se estável e ao redor de 29GW para todo horizonte 2017-2026, enquanto que, sem esses programas, o número em 2026 atingiria 33,5 GW (ISO NEWSWIRE, 2017).

Figura 6.25 – Economias esperadas com Eficiência Energética no ISO-NE, 2017-2026

Fonte: ISO NEWSWIRE, 2017 (2017)

Figura 6.26 – Demanda Pico com Eficiência Energética no ISO-NE, 2017-2026

Fonte: ISO NEWSWIRE, 2017 (2017)

6.3.2.8. Independent Electricity System Operator – Ontário Canadá (IESO)

O *Independent Electricity System Operator* (IESO) é responsável pela operação do mercado do Estado de Ontário-Canadá, possuindo uma carga de 137 TWh, uma demanda pico de 22,7 GW e um preço médio do *pool* de CAD\$ 33,34/MWh em 2015¹⁴⁶. A capacidade instalada em 2015 foi de 39 GW, com as usinas nucleares representando 33%, gás 25%, hidroelétricas 22% e pequenas renováveis 18%. Para 2025, espera-se uma diminuição da tecnologia nuclear (20%) e um peso ainda maior das pequenas renováveis (26%).

Figura 6.27 – Capacidade Instalada no IESO, 2005 – 2025

Fonte: IESO, 2016

¹⁴⁶ Preço em US\$ 25,65/MWh, considerando uma taxa de câmbio de CAD\$1,30/US\$1,00, em 2015.

O IESO é interconectado com os estados vizinhos do Canadá e com os EUA, sendo que as importações e exportações são muito importantes para manter a competitividade e flexibilidade operativa do sistema. A Figura 6.28 apresenta a região elétrica do IESO e as principais interconexões.

Figura 6.28 – Região Elétrica do IESO

Fonte: Canax Energy, 2015

Em 2015, as importações totalizaram 5,8 TWh e as exportações 22,6 TWh. Do lado da importação, o principal mercado provedor é o Estado de Québec; do lado exportador, o IESO se beneficia das cotações favoráveis do dólar canadense e exporta energia, especialmente Michigan e Nova York nos EUA.

O IESO está discutindo a realização de leilões de capacidade, algo novo, dado que a tradição desse mercado era utilizar a metodologia de IRP. Os futuros leilões de capacidade deverão ser abertos a todas as tecnologias e considerarão as condicionantes regionais. Até o momento, não foi realizado nenhum certame para a construção de novas usinas, porém, em dezembro/2015, realizou-se o primeiro leilão para *Demand Response*.

6.3.2.9. Alberta Electric System Operator (AESO)

O *Albert Electric System Operator* (AESO) é responsável pela operação do mercado do Estado de Alberta - Canadá, tendo uma carga de 80,2 TWh e uma demanda pico de 11,2 GW em 2015. A capacidade instalada em 2015 foi de 16,3 GW, com as usinas a gás natural representando 43%, carvão 38% e eólicas com 9%.

A expectativa do AESO é de uma maior introdução de renováveis e descabornização da matriz. Para isso, foi estabelecido o *Renewable Electricity Program*, que tem por objetivo desenvolver ao redor de 5 GW de renováveis até 2030.

Complementar a esse programa, está em desenvolvimento um Mercado de Capacidade, que estará plenamente operacional entre 2021-22. Atualmente, o AESO também opera o Mercado de Energia com preço zonal e o mercado de serviços ancilares.

Figura 6.29 – Capacidade Instalada no AESO, 2015

Fonte: AESO, 2016

6.3.3. Considerações Gerais sobre os EUA e Canadá

Os EUA e Canadá convivem com uma série de modelos mistos de Desenho de Mercado, com estados e regiões com desenhos bastantes desenvolvidos e sofisticados; e outros, com uma abordagem simples de indústria verticalmente integrada ou de um Single Buyer. Considerando os mercados constituídos em uma lógica Atacadista ou Varejista, têm-se nove operadores estabelecidos nestes dois países, totalizando uma Capacidade Instalada de 730 GW e uma carga anual de 2.476 TWh em 2015 (ver Tabela 6.3).

Os mercados desta região normalmente possuem Mercados de Energia, Capacidade e Serviços Ancilares segregados. O Mercado de Energia obedece uma lógica atacadista marginalista e com o preço sendo definido por ponto do sistema (nodal), com exceção do AESO e IESO, que utilizam uma lógica de preço zonal. O Mercado de Capacidade normalmente considera uma contratação centralizada que pode ser complementada com compras bilaterais, que são reguladas, com exceção do CAISO, que não possui leilões centralizados, da AESO, que está constituindo um mercado, e do SPP e ERCOT, que não possuem esse tipo de mercado. Em relação aos serviços ancilares, existem formas múltiplas de contratação, mesclando

instrumentos regulatórios e de mercado no fornecimento desses serviços entre os diversos operadores.

Tabela 6.3 – Resumo dos principais mercados dos EUA – Canadá, 2015

Mercado	Áreas	Capacidade Instalada MW	Renováveis %	Preço Médio US\$/MWh	Carga Total TWh	Demanda Pico GW	Transmissão milhas	População Milhões hab.
AESO	Alberta	16.288	18,00%	25,65	80,2	11,2	16.155	3.7 M
CAISO	Califórnia e partes do Nevada	71.740	28,50%	34,15	232,0	47,0	26.000	30 M
ERCOT	Texas	84.000	19,00%	29,48	347,0	71,0	40.530	23 M
IESO	Ontário	39.000	40,00%	17,20	137,0	22,7	18.641	13.7 M
ISONE	Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont	30.500	17,00%	49,66	125,0	29,1	9.000	14.7 M
MISO	Montana, South Dakota, North Dakota, Minnesota, Wisconsin, Illinois, Indiana, Michigan, Kentucky, Missouri, Arkansas, Louisiana, Mississippi, Texas e Manitoba-CA.	190.539	14,00%	34,33	676,0	130,9	65.800	48 M
NYISO	New York	38.600	20,00%	40,58	162,0	33,3	11.056	19.5 M
PJM	Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia e o Distrito de Columbia	176.569	5,00%	43,41	793,0	134,6	82.546	65 M
SPP	Arkansas, Iowa, Kansas, Louisiana, Minnesota, Missouri, Montana, Nebraska, New Mexico, North Dakota, Oklahoma, South Dakota, partes do Texas e Wyoming	83.465	19,12%	22,00	236,7	45,8	60.944	18 M
		730.701			2.476,7		330.672	236 M

Fontes: AESO (2016), CAISO (2016), ERCOT (2016), IESO (2016), ISO-NE (2016), MISO (2016), NYISO (2016), PJM (2016), SPP (2016), EIA (2015).

Seguindo as diretrizes da FERC, os Operadores de Mercado nos EUA-Canadá normalmente utilizam *Demand Response* e eficiência energética como instrumentos de gestão operacional, incluindo o preenchimento dos requisitos federais e locais de *Supply Adequacy*. Nos leilões centralizados do Mercado de Capacidade é comum a utilização do *Demand Response*, destacando neste sentido o PJM.

Uma outra transformação observada é a rápida ascensão das pequenas renováveis intermitentes, com destaque para eólicas e solar PV. Verifica-se que essas tecnologias estão ganhando relevância e que ocorre ao mesmo tempo uma diminuição da participação das usinas a carvão. As renováveis são incentivadas pelas políticas federais e locais de descarbonização da matriz, além da evolução tecnológica, que permite que elas sejam competitivas economicamente com as tecnologias clássicas de geração térmica normalmente utilizadas nesses dois países. Apesar das diversas externalidades positivas das renováveis, não se deve desconsiderar que estas não adicionam ao sistema o conceito de *reliability*. Logo, são necessárias outras usinas de partida rápida para atender ao consumo, dada a variabilidade de geração dessas tecnologias.

Outro fenômeno, ou efeito das renováveis, é a redução dos preços médios praticados nos mercados atacadistas¹⁴⁷. Logo, diminui-se a renda inframarginal dos geradores nos Mercados de Energia, o que tende a pressionar por maiores pagamentos nos Mercados de Capacidade. Esse é um ponto sensível de discussão, especialmente para alguns operadores como o ERCOT, que relutam em abandonar uma lógica pura de Mercado de Energia para introdução de outros instrumentos, visando a *Supply Adequacy*, pois, na visão dos críticos um Mercado de Capacidade, seria como uma renda extra ao gerador às custas dos consumidores.

Por fim, uma discussão extremamente atual no mercado dos EUA é o retorno de algumas regiões ou cidades a uma lógica de *Single Buyer* ou mercado regulado. Empresas de geração de energia elétrica com tecnologias poluentes e forte influência local e antigas *utilities* regionais estão pressionando, em algumas regiões dos EUA, para regressar a uma lógica regulada e fugir da competição dos mercados atacadista. Isso se deve basicamente à queda dos preços médios desses mercados e às maiores pressões e exigências ambientais das regras para participar nesses mercados. Este será um interessante debate sobre como será alterado o desenho de mercado nos dois países para acomodar as transformações em curso.

6.4. América Latina

6.4.1. Introdução

A América Latina é um dos mercados de energia elétrica mais dinâmicos do mundo, com um crescimento médio de 3,1% ao ano, no período 2000-2015, e com uma produção de 1.536 TWh em 2015, o equivalente a 6,41% da produção mundial (ENERDATA, 2017). O crescimento constante da região se deve ao crescimento econômico, ao processo de urbanização e à elevação dos padrões de vida, inclusive em áreas rurais, destacando-se que 95% da população da região possui acesso à energia elétrica, conforme IRENA (2016).

Uma característica relevante da América Latina é o importante papel das usinas hidráulicas na geração de energia elétrica. Nesse caso, o Brasil ocupa um lugar de extrema relevância, devido ao tamanho do mercado e das próprias usinas em relação à participação na matriz. As usinas de tecnologia renováveis são importantíssimas na geração de energia da região, porém a participação vem reduzindo desde 1990, ano em que as renováveis representavam 64% da matriz, comparado com o ano 2013, no qual registrou-se 55%.

¹⁴⁷ Nesse sentido, também é necessário apontar que a queda dos preços do gás natural no mercado americano está reduzindo sensivelmente os custos de geração das usinas à gás, especialmente as já amortizadas, tornando-as mais competitivas do que as demais fósseis e pressionando os preços dos mercados atacadistas para baixo.

Analisando somente as hidráulicas, observa-se que essa tecnologia representava ao redor de 67% do mix de geração em 1990; em 2013, o número foi de 50%, destacando-se que essa queda se deve ao surgimento de outras tecnologias, como o gás natural e às fortes secas identificadas na região, especialmente nos últimos anos.

Figura 6.30 – Geração de Energia Elétrica na América Latina, 1990-2013

Fonte: IRENA (2016).

A tecnologia hidráulica é a principal fonte de geração em quatro das cinco sub-regiões da América Latina, além de atingir percentuais extremamente elevados em vários países (100% no Paraguai e ao redor de 70% no Brasil, Colômbia, Venezuela e Costa Rica). Na região Andina, o gás natural e o óleo estão ganhando relevância na geração de energia elétrica. No caso do Brasil, as hidroelétricas estão perdendo espaço, devido às secas e às restrições ambientais para construção de grandes reservatórios, sendo esse espaço preenchido por pequenas renováveis, com destaque para eólica. Na América Central, as usinas a óleo estão perdendo espaço para usinas a carvão e pequenas renováveis, enquanto no México os combustíveis fósseis dominam o cenário, com uma tendência de descarbonização com os leilões realizados após a reforma de mercado (IRENA, 2016).

Discutindo sobre mercados, a América Latina também é interessante pelo seu dinamismo e contrastes em desenhos de mercado, incluindo a regulação. Em uma análise em perspectiva, observa-se que a primeira reforma liberalizante atacadista em nível mundial ocorre

no Chile, em 1988, e outros países relevantes da região¹⁴⁸ também seguem esse modelo, com uma mescla de abordagens inspiradas no modelo inglês, ao longo da década de 1990. Na Figura 6.31, apresenta-se o estágio de desenvolvimento dos desenhos de mercado na América Latina.

Figura 6.31 – Desenhos de Mercado na América Latina

Fonte: Elaborado pelo autor e IEA (2016b)

Outro ponto importante na América Latina é a utilização de leilões de energia elétrica para resolver questões de *Supply Adequacy* e para incentivar as fontes renováveis. Nesse sentido, o Brasil foi o pioneiro em utilizar o mecanismo em larga escala, com inovações regulatórias em desenho do mercado, processo de organização dos certames e no desenho do leilão. Atualmente, os principais mercados da região utilizam algum tipo de leilão como parte relevante do arcabouço regulatório.

Ao mesmo tempo em que a América Latina surgiu como um local de inovação regulatória é também uma região em que, em alguns momentos, promove inovações em demasia, o que causa instabilidades no mercado e provocam reações dos investidores. De fato, como abordado por Battle et. al. (2010), existe um comportamento pendular na região, sendo que, em alguns momentos históricos, as políticas e regulações são extremamente liberalizantes; em outros, adota-se uma linha extremamente conservadora e com uma abordagem mais próxima da regulação por custo do serviço.

Assim, analisa-se nesta seção os mercados do México, Colômbia, Chile e Argentina, destacando que o Brasil é objeto de uma análise aprofundada no Capítulo 7.

¹⁴⁸ Neste caso, Argentina, Peru, Colômbia e Brasil.

6.4.2. México

O México é um mercado com geração de 304 TWh no ano de 2015, cuja demanda mais do que dobrou nas últimas duas décadas. Estima-se que 99% da população possui acesso à energia elétrica, contudo o consumo *per capita* de 2057 kWh/ano ainda é relativamente baixo em relação aos países desenvolvidos.

A capacidade instalada é da ordem de 67,9 GW, a qual é majoritariamente composta por tecnologias fósseis (ver Figura 6.32). Todavia, espera-se que as pequenas renováveis se desenvolvam rapidamente no mercado mexicano após a reforma institucional que começou a ser operacionalizada em 2015 (IEA, 2016b).

O setor elétrico mexicano permaneceu quase que totalmente verticalizado e estatal por setenta e cinco anos, sendo o último dos grandes mercados da América Latina a ser revitalizado. Uma das grandes transformações promovidas é a reestruturação e o processo de *Unbundling* da *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), além da criação de mercados competitivos para energia, capacidade e serviços ancilares, FTRs e certificados de energia limpa. O novo desenho de mercado mexicano é em muito inspirado no PJM, com exceção da formação de preços ser realizada por meio de modelos matemáticos em um *approach* mais comum na América Latina.

Em 2015, a CFE foi transformada em uma empresa estatal produtiva e perdeu o *status* de um órgão do governo, que inclusive era isento de recolhimento de impostos. A CFE sofreu um processo de *Unbundling* vertical em geração, transmissão e distribuição, como também teve uma quebra horizontal em várias empresas. As novas empresas herdaram portfólios de usinas de geração com diversidade tecnológica e geográfica, além do segmento de distribuição ter sido dividido em diversas empresas regionais. A CFE ainda permanece estatal, mas as novas pequenas empresas poderão ser vendidas no futuro para a iniciativa privada. Outro ponto relevante do processo de reforma foi a transferência da operação do sistema para uma nova entidade independente chamada CENACE.

Figura 6.32 – Capacidade Instalada do México, 2015

Fonte: BNEF (2016)

Figura 6.33 – Geração de Energia Elétrica por Combustível no México, 1990-2014

Fonte: IEA (2016b)

O México já tinha realizado uma minirreforma do setor elétrico na década de 1990, na qual permitiu a instalação de PIEs, porém eles eram obrigados a estabelecer contratos de longo prazo com a CFE. Grandes consumidores também podiam contratar sua própria energia elétrica com PIEs, porém em um regime de permissão concedida pela CFE. Estima-se que 37% da capacidade instalada do país era privada em 2015, e acredita-se que, com o novo desenho de mercado, a participação será ainda maior, especialmente devido aos leilões.

Figura 6.34 – Nova estrutura do setor elétrico mexicano

Fonte: IEA (2016b)

O novo desenho de mercado com abordagem atacadista ainda está em desenvolvimento e estará plenamente funcional somente em 2018. Esse desenho será operacionalizado pelo CENACE, que funcionará como Operador do Mercado, inclusive com a liquidação dos contratos e do mercado de tempo real.

Uma das sensíveis transformações do mercado é a introdução de um processo de preços, considerando a abordagem nodal. Uma segunda transformação importante é a criação de um Mercado de Capacidade destinado a atender aos critérios de *Supply Adequacy*.

O novo desenho de mercado mexicano pode ser considerado ousado, utilizando os principais elementos da teoria moderna, com exceção de ainda conservar um modelo de preços por modelos matemáticos. Entende-se que o principal desafio será o processo de *Unbundling* da CFE, o qual sofrerá muita resistência política e dos grupos de interesses em torno de um tradicional organismo estatal, com influência em um dos principais produtos da economia.

Figura 6.35 – Nova estrutura do setor elétrico mexicano

Fonte: E&Y (2015)

6.4.3. Argentina

A Argentina é um mercado em transformação e com desafios profundos devido às diversas crises políticas e econômicas enfrentadas pelo país desde 2001. A geração de energia elétrica em 2015 foi da ordem de 146 TWh, com uma capacidade instalada da ordem de 31,8 GW (ENERDATA, 2017). As termoeletricas representam 60% dessa capacidade instalada, seguidas das hidroelétricas 36%, nucleares 3% e eólicas 1%. As expectativas do governo e dos agentes de mercado é que o mercado argentino tenha um forte crescimento, especialmente das tecnologias renováveis, devido às reformas liberalizantes que estão sendo implementadas e aos leilões de energia elétrica para a contratação de usinas eólicas e solar PV.

Na América Latina, o país foi o que promoveu as reformas mais radicais no setor elétrico na década de 1990, algo que foi em parte revertido pelos governos nacionalistas e antimercado, que se seguiram após 2001, até a eleição do presidente Macri, em 2015.

A reforma argentina foi caracterizada por uma forte privatização das empresas de geração e transmissão e pelo *Unbundling* vertical, iniciando-se em 1989 com a Lei de Reforma do Estado. Essa lei começou a ser operacionalizada em 1992 com a privatização das empresas SEGBA, Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR. Em 1995, as províncias foram beneficiadas com a concessão das plantas de geração, das quais muitas também foram privatizadas. O setor de geração passou a adotar a abordagem competitiva com um mercado atacadista (CAMESA) e os segmentos de transmissão e distribuição seguiram a lógica de regulação de um monopólio natural. Remanesceram ainda, sob propriedade do governo federal, as usinas nucleares e as hidroelétricas binacionais de Yacyretá (Argentina-Paraguai) e Salto Grande (Argentina-Uruguai).

Figura 6.36 – Capacidade Instalada da Argentina, 2015

Fonte: CAMESA (2016)

Devido às crises econômicas e à forte regulação nas tarifas, as quais permaneceram controladas por muitos anos, o mercado argentino ficou praticamente estagnado, no sentido de desenvolvimento de produtos e transações comerciais. Coube ao Estado argentino realizar os investimentos em geração, os quais foram insuficientes em muitos momentos, levando o país aos racionamentos. A expectativa após a entrada do governo Macri é de uma reversão dessa tendência e, para tal, estão sendo promovidos leilões de energia para fontes renováveis. Os primeiros certames foram realizados no final de 2016 e há expectativa de que ocorra uma forte expansão das tecnologias eólica e solar PV no país. Também se esperam novos investimentos em usinas a gás, dado o potencial descoberto de *shale* gás no país.

6.4.4. Colômbia

A reforma do setor elétrico colombiano começou em 1994 pela Lei de Energia Elétrica nº 143 e pela Lei de Serviços Públicos nº 142. As duas leis promoveram uma série de mudanças no mercado colombiano: (i) *Unbundling* das empresas estatais do setor elétrico; (ii) competição entre os novos investidores em usinas de geração; (iii) investimento privado; e (iv) livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Também se criou a lógica de um mercado atacadista com um *loose pool*, de propriedade mista, com investidores privados e empresas estatais, em um ambiente de baixa intervenção regulatória.

O mercado colombiano foi de 69 TWh, no ano de 2015, apresentando um crescimento médio da geração de 3,2% no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). Em 2015, a capacidade instalada do país era de 16,3 GW, observando-se que 63% da geração é formada por usinas hidroelétricas, 25% de gás natural e 5% de pequenas renováveis, sendo que as demais fontes térmicas responderam pelos 7% restantes.

O preço do mercado atacadista é formado por ofertas, apesar de haver algumas regras específicas para hidroelétricas, visando limitar o poder de mercado. Essa abordagem é bem diferente da adotada pelos demais países da América Latina, que utilizam normalmente modelos matemáticos. O mercado também conta com leilões de capacidade na modalidade Confiabilidade, no qual, com base em estudos, procura-se contratar a necessidade futura de novas usinas. As usinas contratadas nessa modalidade recebem um encargo de Confiabilidade, que é pago por todos os consumidores (regulados ou livres) e possuem a obrigação de submeter oferta de geração para o Operador do Mercado no DAM.

Figura 6.37 – Capacidade Instalada da Colômbia, 2015

Fonte: BNEF (2016)

Outra característica interessante é que, apesar de ser considerado internamente um mercado atacadista, muitos analistas consideram a Colômbia um mercado varejista, ao permitir que consumidores com demanda superior a 0,1 MW possam participar do mercado.

Observa-se que o mercado colombiano é bastante estável, do ponto de vista regulatório, buscando acompanhar os principais elementos de desenho de mercado utilizado pelos operadores dos EUA.

6.4.5. Chile

O Chile é um mercado com geração de 72 TWh no ano de 2015, cuja demanda cresceu a uma taxa de 3,9% ao ano, no período 2000-2015. A capacidade instalada é da ordem de 19,7 GW, observando-se que, no caso chileno, a topografia de seu território, incluindo a Cordilheira dos Andes, estabelece maiores desafios, destacando-se que o país possui ao todo quatro sistemas independentes (ver Figura 6.38).

O *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING) e o *Sistema Interconectado Central* (SIC) são os dois sistemas mais relevantes e respondem por 99,1% da capacidade instalada chilena. O SING é quase 100% térmico (99,6% térmico e 0,4% hidráulico), enquanto o SIC é um sistema hidrotérmico, com 42,7% de hidroelétricas, 55% termoelétricas e 2,3% de eólicas. Os outros dois sistemas são de pequeno porte e estão na região sul do país e a capacidade instalada é ao redor de 165 MW. O SIC é responsável por suprir mais de 90% da população chilena; o SING, supre as regiões de mineração no norte do país, na qual a maior parte dos consumidores são livres (CHILE, 2015).

O mercado chileno é estruturado de modo competitivo, com investimentos privados na geração e de modo regulado e privado nos segmentos de transmissão e distribuição. Os geradores devem, de forma privada, realizar os estudos e decidir o tamanho e a localização onde serão realizados os investimentos. Os investimentos em transportes são coordenados centralizadamente por meio de indicação do Operador do Mercado.

Como descrito nos capítulos anteriores, o Chile foi pioneiro no processo de desregulamentar o setor elétrico e criar um mercado atacadista. A formação de preços no desenho de mercado chileno é no formato *tight pool*, no qual os custos dos geradores, que podem ser auditados, são informados ao operador que comanda o sistema centralizadamente. Existem consumidores livres (com demanda acima de 2 MW ou que permanecem no regime com consumo mínimo de 0,5 MW) e regulados, sendo os contratos firmados de cunho financeiro e as diferenças liquidadas ao preço do mercado *spot*. O mercado chileno enfrenta alguns desafios para manter o suprimento, dado o desenvolvimento acelerado do país, que o torna mais intensivo no consumo de energia elétrica.

Figura 6.38 – Sistemas Elétricos e Capacidade Instalada do Chile, 2014

Fonte: CHILE (2015)

Figura 6.39 – Capacidade Instalada do Chile por fonte, 2014

Fonte: CHILE (2015)

Destaca-se que a sociedade começa a pressionar por uma descabornização do *grid* e por evitar hidroelétricas com reservatórios. Nesse sentido, foi estabelecida uma meta de, até 2025, ter 20% da capacidade instalada de pequenas renováveis, algo sensível para o país, especialmente no sistema SING. Outro desafio importante a ser superado no mercado chileno é melhorar o sistema de transmissão e interconectar o SING com o SIC, algo que deve ser alcançado em 2018.

6.4.6. Outros países da América Latina

Alguns comentários relevantes sobre outros países da América Latina.

- **Costa Rica:** o país utiliza fortemente renováveis e estimativas apontam que, em 2016, ao redor de 98% da geração do país veio dessas tecnologias. O desenho de mercado é um monopólio verticalmente integrado com o complemento de PIEs. O Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) é responsável por 81% da capacidade instalada do país e por praticamente todo o sistema de transmissão e distribuição. O país permite que grandes empresas construam usinas para o autossuprimento e, apesar de discutir a realização de leilões para novas usinas e linhas de transmissão, desde o ano de 2006, nunca concretizou tais processos. O país integra o Mercado Eléctrico Regional da América Central e foi um dos promotores da construção da linha de transmissão SIEPAC, que interconecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicarágua, Costa Rica e Panamá.

- **Peru:** historicamente o país utilizou hidroelétricas para o suprimento, mas, desde 2004, com a entrada em produção do campo de gás Camisea, localizado na Amazônia, verifica-se uma mudança para projetos gás natural, sendo que, dados de 2013, apontam que a capacidade instalada está atualmente dividida em uma base 50-50 entre hidroelétricas e termoelétricas. O setor elétrico peruano pré-reforma era verticalmente integrado com as empresas Electroperú e Electrolima, suprindo mais de 2/3 do Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), e outras nove empresas atendendo o resto do país. No final dos anos 1980, apenas 45% da população tinha acesso à energia elétrica, mas as reformas realizadas após 1992, que redundaram privatizações, elevaram o número de acesso da população para próximo de 90% em 2013. O país também tem promovido leilões de energia elétrica para incentivar a instalação de renováveis, destacando-se que os contratos peruanos são indexados ao dólar, como forma de diminuir os riscos dos investidores.
- **Uruguai:** o país mantém um modelo de monopólio verticalmente integrado + PIE, no qual a empresa nacional UTE detém 56% da capacidade instalada. O restante da capacidade instalada se refere à usina binacional de Salto Grande e a pequenas renováveis de propriedade privada. Até 2010, o país normalmente contava com a energia elétrica importada da Argentina e do Brasil para atender à demanda pico em alguns momentos do ano, algo que mudou com o forte investimento feito em renováveis, especialmente eólicas. Outro fato relevante do setor elétrico do Uruguai é o desejo de promover maior integração com seus vizinhos, seja pela construção de linhas de transmissão, seja pelo âmbito institucional com o Comisión de Integración Energética Regional (CIER).
- **Países do Arco Norte:** Guiana, Suriname e Guiana Francesa formam o chamado Arco Norte. Todos esses países fazem fronteira com o Brasil na região amazônica e possuem capacidade de explorar aproveitamentos hidráulicos. Contudo, dado o pequeno tamanho de seus mercados, as usinas só possuem viabilidade econômica se houver exportação de energia elétrica para o Brasil. Diversos estudos de viabilidade foram feitos entre 2009-2014, alguns com apoio do Banco Mundial, mas, devido aos enormes desafios de transmissão e a autossuficiência do mercado brasileiro, não se tornou possível a construção das usinas. Esses três países mantêm uma estrutura de monopólio verticalmente integrado.

6.4.7. Considerações Gerais

A América Latina é uma região com vários experimentos e inovações regulatórias em desenhos de mercado de energia elétrica. O Chile foi o país pioneiro, em nível mundial, a promover uma reforma atacadista no sentido de promover competição, e o Brasil foi o primeiro país a utilizar leilões para *Supply Adequacy* em larga escala. Ao longo da década de 1990, os principais mercados do continente abraçaram as reformas atacadistas, promovendo *Unbundling* e privatizações. Após a primeira onda de reformas, os países da região promoveram ajustes em uma linha mais conservadora, na qual houve uma maior intervenção regulatória.

Os países latinos possuem como desafios promover uma maior competição e aumentar a integração, permitindo um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis na região. Deve-se, ainda, destacar que a maioria dos países utiliza modelos matemáticos para formação do preço do mercado spot, o que evidencia ainda a dificuldade em permitir uma maior participação do mercado nas decisões de operação do sistema e uma lógica de otimização centralizada por meio de custos, o que conflita essencialmente com uma lógica e estrutura competitiva.

6.5. Europa

6.5.1. Introdução

Em 2015, o mercado europeu apresentou um consumo de 3.278 TWh, o que representa um crescimento de 1,4% em relação aos números de 2014. Esse aumento se deve basicamente às temperaturas mais baixas no inverno e mais altas no verão, e à economia, dado que o PIB cresceu 1,8% nos países que formam o UE28 (ENTSO-E, 2016). Todavia, observa-se uma tendência estrutural de redução do consumo de energia elétrica na Europa, especialmente no consumo no *grid*, dado à forte abordagem em eficiência energética e ao estímulo ao autossuprimento por meio de painéis solares. A Figura 6.40 demonstra que, apesar do crescimento do consumo em 2015, a tendência nos últimos cinco anos é de redução.

Figura 6.40 – Consumo no mercado da Europa em TWh, 2011-2015

Fonte: ENTSO-E (2016)

O parque gerador europeu ainda é fortemente ancorado em combustíveis fósseis e conta ainda com a estabilidade proporcionada pela geração firme das usinas nucleares. Contudo, a União Europeia está cada vez mais adotando políticas para incentivar o uso de tecnologias renováveis, o que está impactando sensivelmente os mercados da região, sendo possível destacar os países nórdicos, a península ibérica e a Alemanha. A Figura 6.41 apresenta a participação das tecnologias na capacidade instalada da Europa em 2015, sendo os combustíveis fósseis e usinas nucleares representantes de 58%.

Em 2015, as renováveis (incluindo hidroelétricas) representaram 42% da capacidade instalada da Europa e foram responsáveis por atender 31,8% do consumo total, o que indica algo natural dessas tecnologias, que são os menores fatores de capacidade e a necessidade de uma geração firme complementar.

Figura 6.41 – Capacidade Instalada da Europa, 2015

Fonte: ENTSO-E (2016)

Outra característica relevante do mercado europeu é a forte integração entre os países, resultando volumes expressivos de intercâmbio. Os países integrantes da área do ENTSO-E

A partir desses dados, apresenta-se nas subseções a seguir as principais características dos mercados do Reino Unido, Alemanha, França e países nórdicos, além de alguns comentários relevantes sobre outros países europeus.

6.5.2. Reino Unido

O Reino Unido foi um mercado de 338 TWh no ano de 2015, com uma redução média do consumo da ordem de -0,7% ao ano, no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). Em tamanho é considerado o décimo primeiro mercado mundial, com uma capacidade instalada de 80,8 GW e uma forte tradição em combustíveis fósseis. As usinas a carvão e gás natural representam, aproximadamente, 67% da capacidade instalada, seguidas das usinas nucleares, com 12%, conforme se apresenta na Figura 6.44.

Este foi o primeiro grande mercado de energia elétrica a ser liberalizado e a implementar uma reforma atacadista entre 1989-1990. A desregulamentação inglesa possuía um caráter ideológico, dado que o governo Thatcher desejava diminuir o poder dos carvoeiros ingleses, e uma das formas encontradas foi liberalizar o mercado de energia elétrica, que era fortemente relacionado à indústria do carvão. A primeira reforma inglesa transformou o modelo monopolista em um modelo de competição atacadista com o despacho sendo realizado no formato *loose pool*.

Figura 6.44 – Capacidade Instalada no Reino Unido em MW, 2015

Fonte: UK (2017)

Nessa reforma, também se criou a figura de uma agência reguladora (OFGEM) e de um operador independente do sistema (*National Grid*), além do surgimento de agentes financeiros

no mercado, incluindo o papel das bolsas de energia. Em um primeiro momento, verificaram-se resultados positivos com o ambiente competitivo, porém, ao logo da década de 1990, o mercado passou a se concentrar de forma oligopolista e começou-se a se questionar se haveria exercício de poder de mercado nos preços do mercado atacadista.

A preocupação com a competição fez com que o Reino Unido promovesse, em 2001, uma nova reforma do setor elétrico denominada *New Energy Trade Arrangements* (NETA), a qual visou a diminuir o poder de mercado e, consequentemente, os preços do mercado atacadista. Nesse processo, que durou três anos, introduziu-se o conceito do despacho bilateral ou *self-dispatch*, no qual o *National Grid* passa a ter um papel de homologador das transações registradas e a realizar o *Balancing* do sistema. Esta nova abordagem aumentou a percepção de competição no mercado, porém, ao longo do período 2000-2010, surgiram novas demandas da sociedade em torno de uma matriz mais limpa e, consequentemente, a necessidade de uma maior margem de capacidade instalada para segurança do suprimento, objetivos para os quais o NETA não havia sido originalmente projetado.

Assim, o Governo do Reino Unido lança, entre 2010-2015, a terceira reforma do setor elétrico, denominada *Electricity Market Reform* (EMR), a qual tem três objetivos: (i) descarbonizar o suprimento de energia elétrica; (ii) segurança do suprimento; e (iii) minimizar os custos para os consumidores. O EMR foi legalmente aprovado em 2013 e as duas grandes mudanças foram a criação de incentivos explícitos para renováveis e a criação de um Mercado de Capacidade.

Para incentivar as renováveis, criou-se um instrumento denominado *Contract for Difference* (CfDs), em que as tecnologias elegíveis podem competir em um leilão para receber um contrato que funciona como um seguro, no qual os geradores recebem ou pagam para os consumidores a diferença do preço do mercado atacadista para o preço acordado no leilão. Todos os recebimentos e pagamentos das diferenças são feitos entre os geradores e a entidade *Low Carbon Contracts Company* (LCCC), sendo que os resultados líquidos da LCCC são repassados para os consumidores por meio de um encargo, que é cobrado pelos comercializadores varejistas.

Visando a segurança do suprimento, criou-se um mercado de capacidade, no qual são promovidos leilões anuais, com antecedência de quatro anos para disponibilização de capacidade instalada suficiente para atender à demanda pico do sistema. Podem participar dos leilões usinas novas e existentes que atendam aos requisitos técnicos e regulatórios, sendo o montante definido pelo Governo do Reino Unido e a contratação realizada pelo *National Grid*.

Os custos dessa contratação são também suportados por meio de um encargo cobrado dos consumidores por meio dos comercializadores varejistas.

O novo desenho do mercado do Reino Unido está sofrendo críticas especialmente sobre o Mercado de Capacidade, dado que se permite, no mesmo certame e produto, a participação de usinas novas e existentes, sendo que praticamente estão vencendo quase que somente usinas existentes e não se está obtendo o incremento necessário de capacidade. A argumentação está em que o desenho do leilão e do produto levou a uma situação em que o Mercado de Capacidade se transformou em uma renda extra para usinas que já se manteriam no mercado de qualquer forma, sem adicionar qualquer aumento na segurança do suprimento.

6.5.3. Alemanha

Em 2015, a Alemanha apresentou um mercado de 638 TWh, com um crescimento médio de 0,7% ao ano, no período 2000-2015, ocupando a sexta posição no *ranking* mundial (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada em abr/2017 foi 198,4 GW (FRAUNHOFER ISE, 2017), com destaque para as tecnologias eólicas e solar, com 25% e 21%, respectivamente.

Algo interessante no mercado da Alemanha é a evolução da capacidade instalada e como o mix tecnológico mudou, especialmente após 2011, com o acidente nuclear de Fukushima, no Japão.

Figura 6.45 – Capacidade Instalada na Alemanha em GW, 2017

Fonte: FRAUNHOFER ISE (2017)

A decisão política do país, após o acidente nuclear japonês, foi de iniciar um processo de retirada das usinas nucleares e acelerar a substituição por renováveis, estando isso ancorado na preocupação ambiental, mas, especialmente, na política industrial do país de criar mercado para os fabricantes alemães de equipamentos para as indústrias eólicas e solar PV.

A Figura 6.46 apresenta a evolução da capacidade instalada por tecnologia, no período 2002-2017.

Figura 6.46 – Evolução da Capacidade Instalada na Alemanha em GW, 2002-2017

Fonte: FRAUNHOFER ISE (2017)

O desenho de mercado da Alemanha contempla liberdade de escolha até o nível residencial, um despacho bilateral com formação de preço livre nos mercados atacadistas, especialmente nas bolsas de energia, com destaque para EPEX-Spot e EEX. O país é dividido entre quatro operadores regionais apresentados na Figura 6.47.

Figura 6.47 – Operadores do grid na Alemanha

Fonte: DELOITTE (2015a)

Em 2016, foi aprovado pelo parlamento alemão uma minirreforma do setor elétrico do país. Nessa reforma, foram endereçadas as seguintes questões: (i) formação de preço; (ii) mecanismos de flexibilidade; (iii) expansão da transmissão e (iv) Mercado de Capacidade. A formação de preços passa a ser totalmente livre, com o governo se comprometendo a não utilizar mecanismos administrativos para limitar eventuais picos de preço que surgem em momentos de *stress* do sistema.

Os mecanismos de flexibilidade contemplam a participação de provedores de gerenciamento de consumo, o que pode incluir capacidade de armazenamento. Sobre a expansão da transmissão, foi relaxada a exigência de que o *grid* deveria ser capaz de comportar toda e qualquer geração disponível, mesmo que em um ponto isolado do sistema. Por fim, a decisão sobre o Mercado de Capacidade foi a contratação de geradores estratégicos em montante equivalente a 5% da demanda pico estimada para o sistema, os quais devem ficar fora da participação regular do mercado e são acionados somente em situações extremas pelos operadores.

O desenho de mercado alemão é considerado moderno por permitir a liberdade de escolha e por incentivar as tecnologias renováveis. Todavia, os custos para a introdução das renováveis e outros mecanismos centralizados tornam os preços extremamente elevados, sendo a segunda maior no grupo de países EU-28, estando atrás somente da Dinamarca, e com valores 45% para o grupo residencial.

No grupo industrial, os preços estão em torno de 50% do valor do grupo residencial, mas, mesmo assim, são 21% acima da média do EU-28, estando atrás somente de Ciprus, Malta e Itália (DELOITTE, 2015a).

6.5.4. França

A França teve um mercado de 569 TWh em 2015¹⁴⁹, com um crescimento médio de 0,4% ao ano, no período 2000-2015, ocupando a nona posição no *ranking* mundial (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada do país, em 2016, era de 129,3 GW (ENTSO-E, 2016), com destaque para a tecnologia nuclear, que representa 49% do montante e é controlada pela geradora estatal EDF.

¹⁴⁹ Esta é a quantidade gerada. Se considerarmos somente o consumo interno, o montante, em 2015, foi de 475,4 TWh (ENTSO-E, 2016). Um montante de aproximadamente 100 TWh é exportado anualmente para os países vizinhos.

Figura 6.48 – Capacidade Instalada na França em MW, 2016

Fonte: ENTSO-E (2016)

O mercado francês de energia elétrica é altamente concentrado. A geração é dominada pela estatal EDF, com aproximadamente 90% do mercado, seguida pela GdF-Suez e E.on France, as quais detêm mais 5% do mercado. O segmento de comercialização, paradoxalmente, é bastante competitivo dentro do país quanto também ao que tange aos intercâmbios com a Alemanha, Suíça e resto da Europa, tendo como elemento central as bolsas de energia EPEX-Spot e EEX.

Nas bolsas de energia são formados os preços *spot* em um mercado que também utiliza o chamado despacho bilateral, com o operador RTE sendo responsável pelo balanceamento.

A transmissora RTE também é controlada pela estatal EDF e os serviços de distribuição são basicamente prestados pela EDF ou uma de suas subsidiárias. A liberalização do mercado francês iniciou-se em 1999, ao se permitir que os grandes consumidores industriais pudessem escolher os seus fornecedores. Novas alterações, no sentido de liberalizar o mercado, foram adotadas ao longo do período 2000-2007, redundando na abertura para o mercado residencial, em 2007, seguindo as diretrizes da União Europeia. Contudo, até 2015, havia a opção de o consumidor migrar para o mercado livre ou permanecer com tarifas reguladas, sendo que a estatal EDF era a responsável pelo fornecimento das tarifas reguladas. Em 2016, com a eliminação do mecanismo de tarifas, esperava-se maior competição, porém a EDF ainda permanece como principal *player* na comercialização de energia aos consumidores finais.

Um dos grandes desafios para o mercado francês é permitir maior inserção das tecnologias renováveis no sistema sem onerar os consumidores. Nesse sentido, as autoridades do país confiam que a forte “*financeirização*” do setor por meio das bolsas de energia manterão

os preços sobre controle, pois, apesar da forte concentração no mercado doméstico, há uma forte cultura de intercâmbios com os países vizinhos.

6.5.5. Países Nórdicos

Os países nórdicos formam um dos mercados mais sólidos de energia elétrica do mundo, com diversos produtos físicos e financeiros. Para as transações físicas, têm-se o Nord Pool, que é uma empresa formada pelos TSOs dos países membros, funcionando em um sistema de *loose pool* com diversas áreas de preços (*bidding áreas*).

O mercado DAM é denominado Elspot e transacionou 374 TWh em 2015, e o Mercado IDM é o Elbas, com transações de 5 TWh, possuindo 338 e 160 participantes, respectivamente. Na dimensão financeira, há duas bolsas de energia, a Nasdaq Commodities e a EEX, nas quais é possível realizar contratos financeiros para entrega futura, como também serviços de proteção contra a diferença de preços entre áreas.

O Nord Pool iniciou na década de 1990 a partir da decisão do parlamento da Noruega de desregulamentar o mercado de energia elétrica. Em paralelo, a Suécia também iniciou uma série de reformas nos setores de infraestrutura, incluindo *Unbundling* de empresas estatais e privatizações no setor elétrico.

Figura 6.49 – Mercados de Energia na região Nórdica

Fonte: EI (2016)

Em 1996, é formada uma bolsa de energia entre a Suécia e a Noruega, com o nome de Nord Pool ASA. Em 1998, a Finlândia junta-se ao *pool* e se iniciam atividades comerciais na Dinamarca, com o país aderindo ao *pool* em 2000. Ao longo do período 2000-2010, são firmados diversos acordos com a Alemanha, Bélgica, Holanda e Reino Unido para a negociação de serviços financeiros, inclusive em parceria com a Nasdaq Commodities. Outros países do leste europeu juntam-se ao pool: Estônia (2010), Lituânia (2012) e Letônia (2013), formando um único mercado atacadista. Na Figura 6.50 estão os países integrantes do Nord Pool e as respectivas áreas de preço.

Em 2015, o mercado nórdico apresentou um consumo de 405,3 TWh, com a Suécia como principal mercado (135,9 TWh), acompanhada da Noruega, com consumo de 128,3 TWh. A capacidade instalada total da região foi de 114,9 GW, com destaque para as tecnologias hidro, com 46%, eólica (12 %) e nuclear (11%). Algo importante do mercado nórdico é a complementariedade, tendo Noruega quase que a totalidade do parque gerador composto por hidráulicas, Suécia possuindo um mix de hidráulicas (40,5%) e nuclear (24,3%), Dinamarca com eólica (36,5%) e carvão (35,7%), Estônia e Lituânia com combustíveis fósseis (86,2% e 61,5%, respectivamente), Letônia com hidro (53,9%) e gás (35,7%) e Finlândia com um mix equilibrado entre carvão (18,6%), hidro (18,5%), nuclear (15,6%) e biomassa (10,9%).

Figura 6.50 – Mercados Atacadista na região Nórdica

Fonte: EI (2016)

Um dos últimos grandes avanços do mercado nórdico foram os acordos de cooperação assinados com os demais operadores e mercados europeus, no sentido de acoplar a formação

de preços dos mercados atacadistas, o que permitiria uma maior utilização dos recursos transnacionais e um sinal de preços mais adequado.

Figura 6.51 – Capacidade Instalada na região Nórdica em MW, 2015

Fonte: ENTSO-E (2016)

6.5.6. Outros países

Alguns comentários relevantes sobre outros países da Europa.

- **Espanha:** o mercado espanhol foi desregulado em 1998 e integrado ao mercado português em 2007. No segmento de geração espanhol, observa-se uma certa concentração em uma estrutura oligopolista, com as empresas Endesa (23,8%) e Iberdrola (20,1%) desempenhando um papel chave. A comercialização de energia elétrica ocorre de forma transnacional, com Portugal no *Mercado Ibérico de la Eletricidad* (MIBEL), com competição com os *players* portugueses. O segmento de transmissão é monopolizado pela *Red Eléctrica de España* (REE) e a distribuição é bastante segmentada em mais de 50 diferentes empresas. Um dos desafios da Espanha é manter as tarifas e preços da energia elétrica em patamares aceitáveis, dado os expressivos aumentos incorrido nos últimos anos para cobrir déficits de caixa das distribuidoras e os programas *FiTs* para o incentivo às renováveis (DELOITTE, 2015b).
- **Itália:** o mercado italiano começou a ser liberalizado no final dos anos 1990 e, atualmente, é competitivo no segmento de geração, com a Enel detendo aproximadamente 25% do mercado, acompanhada pela Eni (9,5%), Edison (7,2%) e E.On (4,4%), além de diversos outros geradores com participações menores. A rede de transmissão é controlada integralmente pela estatal Terna, enquanto o mercado de distribuição é altamente concentrado, com a Enel operando ao redor de 86% da rede,

apesar de haver outras empresas menores em vários municípios. O preço da energia elétrica é considerado elevado, tanto para as residências, quanto para as indústrias, e isso se deve aos encargos para expansão do *grid*, o intenso uso de gás natural e o incentivo às renováveis. Outra mudança esperada para o mercado italiano é a introdução de um Mercado de Capacidade por meio de um processo de leilão (DELOITTE, 2015c).

- **Polônia:** o país apresentou, em 2014, uma carga de 158,7 TWh e um intercâmbio transnacional de 2,1 TWh, sendo basicamente um mercado importador, com interconexões com a Alemanha, Suécia, República Checa, Eslováquia, Ucrânia, Belarus e Lituânia. A capacidade instalada em 2014 foi de 39,4 GW dos quais 74,9% da tecnologia de carvão e 9,8% de eólicas. O desenho de mercado é de varejo, com um modelo de *self dispatch* e uma integração crescente com os principais mercados e bolsas de energia (CIGRÉ, 2015a).
- **Suíça:** em 2014, o país teve um consumo de 59,3 TWh, com as residências sendo responsáveis por 31,8%, indústrias (31,4%), serviços (27,0%) e transportes (8,1%). A geração é majoritariamente da tecnologia hidro, com 56%, complementada pela nuclear, com 38%. A comercialização de energia elétrica é bastante dinâmica por meio de um modelo de *self-dispatch*, com forte integração com a França e Alemanha, além da figura das bolsas de energia em Leilões DAM e IDM-RTM (ABRELL, 2016).

6.5.7. Considerações Gerais

O mercado de energia elétrica europeu é considerado o mais avançado em nível mundial por permitir, na maioria dos países, a escolha por todos os consumidores do seu supridor, em uma lógica varejista. Algo também muito relevante na Europa são os diversos instrumentos financeiros utilizados e o papel central das bolsas de energia, inclusive na operação do sistema. Em geral, os países da União Europeia utilizam o *self-dispatch*, no qual o papel do operador é residual e de realizar o balanceamento do sistema. Outro ponto relevante desse mercado é a tendência cada vez maior de acoplamento dos preços e, conseqüentemente, dos mercados, aumentando o intercâmbio transnacional. Esta abordagem faz muito sentido no caso europeu devido à complementariedade de fontes entre os países, o que permite um uso mais eficiente e racional dos recursos, tendente a redundar em preços menos voláteis e mais baixos para os consumidores.

A respeito dos desafios, observa-se ao menos dois pontos de atenção: (i) incentivo às renováveis; e (ii) problemas geopolíticos. O incentivo às renováveis tem estado presente na

maioria dos países membros da União Europeia, porém os custos para a manutenção desses programas estão encarecendo as tarifas e podem minar maior expansão dessas tecnologias no médio e longo prazo, especialmente se também forem considerados os maiores custos de balanceamento do sistema e a necessidade de se criar algum tipo de Mercado de Capacidade para manter os níveis desejados de *Supply Adequacy*. A respeito dos problemas geopolíticos, a saída do Reino Unido da União Europeia e a crescente tensão e pressão por revisão no processo de integração em vários países-chave (Alemanha, França e Itália, por exemplo) podem impedir um maior acoplamento dos mercados.

6.6. África

6.6.1. Introdução

A África é o continente com menor desenvolvimento nos mercados de energia elétrica, com uma geração de energia elétrica da ordem de 780 TWh no ano de 2015 (ENERDATA, 2017), o equivalente a 3,25% do mercado mundial.

A maioria dos países africanos ainda mantém uma estrutura de monopólio verticalmente integrado, com uma estatal sendo responsável por toda a cadeia de negócio e, em geral, com nível insuficiente de atendimento à população. Outra abordagem de desenho de mercado também utilizada pelos países da região é o modelo monopólio verticalmente integrado + PIE, no qual a empresa estatal contrata geradores, de forma suplementar, por meio de um mecanismo de chamada pública ou leilão. A Figura 6.52 apresenta o mapa da África e os desenhos de mercado utilizados pelos países do continente.

Figura 6.52 – Desenhos de Mercado na África

Fonte: Elaboração do autor e IEA (2016)

Um ponto relevante na análise do continente africano é o nível de atendimento ou de acesso da população à eletricidade. Os países da região do Saara apresentam maior grau de desenvolvimento e, conseqüentemente, a população possui maior nível de acesso à eletricidade, enquanto os países da África Subsaariana possuem taxas muito baixas de acesso, com exceção da África do Sul, que evoluiu rapidamente nos últimos vinte anos.

A África Subsaariana é a região com o maior número de pessoas sem acesso à eletricidade em nível mundial, com mais de 620 milhões de pessoas, aproximadamente 50% do total mundial¹⁵⁰, ressaltando que o número de pessoas sem acesso está subindo nos últimos quinze anos, apesar dos esforços internacionais e locais para aumentar o nível de eletrificação da região. O nível de acesso à eletricidade na África Subsaariana, em 2012, era de 32%, enquanto no norte da África essa taxa é de 99% (IEA, 2014).

A Figura 6.53 apresenta o percentual da população e o número de pessoas sem acesso à energia elétrica nos países africanos em 2012.

Figura 6.53 – Pessoas sem acesso a eletricidade na África, 2012.

Fonte: IEA, 2014.

¹⁵⁰ Os dados abertos por país africano estão disponíveis na Tabela 5.

Uma das discussões para elevar o nível de acesso da população africana é como desenvolver mecanismos de mercado para atrair investimentos, seja na geração *on-grid*, seja com pequenas renováveis em áreas rurais e geração *off-grid*. A geração *on-grid* é normalmente a abordagem defendida pelas empresas nacionais de cada país, porém, na prática, essas empresas sofrem severos problemas de gestão e finanças, e não apresentam condições de alavancar maiores taxas de acesso.

A geração *off-grid* é cada vez mais defendida por especialistas internacionais como a mais adequada para África, mas, neste caso, o mercado seria de equipamentos de pequenas renováveis, especialmente solar PV, ao invés de constituir um *Single Buyer* ou um mercado atacadista.

Nesta seção é abordada a África do Sul, que é o principal mercado do continente, como também alguns comentários relevantes sobre outros países do continente e também sobre as iniciativas transnacionais de formação de *pools* de cooperação.

6.6.2. África do Sul

Em 2015, a África do Sul foi um mercado de geração de 248 TWh, apresentando um crescimento da ordem de 1,1% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada, em março/2015, era de 44,3 GW, com a tecnologia carvão sendo a mais expressiva, com 85%, acompanhada de gás (6%) e nuclear (4%). Também é relevante na África do Sul a importação de energia elétrica dos países que formam o *Southern African Power Pool* (SAPP). Estima-se que as importações representem ao redor de 4% do mercado do país.

A estrutura de mercado do país é o monopólio verticalmente integrado + PIE, com a estatal Eskom gerando, aproximadamente, 95% da energia elétrica utilizada no país. Em uma tentativa de diversificar a geração fortemente ancorada no carvão, o país promoveu uma série de leilões de energia elétrica para compra de renováveis a partir de PIEs, especialmente as tecnologias eólica e solar PV. A taxa de eletrificação do país é de, aproximadamente, 85%, com taxa de 77% nas regiões rurais e 90% nas regiões urbanas.

Figura 6.54 – Capacidade Instalada na África do Sul, mar/2015.

Fonte: CIGRÉ, 2015b.

Um dos principais desafios para o país é a situação financeira da Eskom, que é bastante precária e pode minar o desenvolvimento do setor elétrico do país. Uma alternativa para esse problema seria promover uma reforma do setor elétrico e, gradativamente, transformar o país em um mercado atacadista, com o *Unbundling* e privatização da Eskom.

6.6.3. Outros países e acordos de cooperação

Alguns comentários relevantes sobre outros países e acordos de cooperação da África.

- **Angola:** o país possui três empresas verticalmente integradas, Empresa Nacional de Eletricidade (ENE), Empresa de Distribuição de Eletricidade (EDEL) e Gabinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK). A capacidade instalada do país, em 2013, era de apenas 1.500 MW, com a empresa GAMEK como a principal responsável pelo desenvolvimento dos aproveitamentos hidroelétricos, sendo proprietária de 520 MW de capacidade instalada, estando ainda em desenvolvimento o projeto de Laúca, com capacidade de 2.067 MW, cuja previsão de pleno funcionamento é para 2018. Apesar do alto potencial de desenvolvimento a partir dos recursos naturais do país e das possibilidades de intercâmbios transnacionais, o alto grau de ineficiência administrativa leva o país a apresentar uma taxa de eletrificação de aproximadamente 30%, com 18% nas áreas rurais e 46% nas áreas urbanas (USAID, 2017).
- **Congo:** o país é o décimo primeiro em extensão territorial e tem uma população de 80 milhões de pessoas, com um PIB estimado para 2015 de apenas US\$ 38 bilhões, o que o torna um dos países mais pobres do mundo. A taxa de acesso à eletricidade de 9% é também uma das mais baixas do mundo, atingindo apenas 1% da população rural e 19% da população urbana. A capacidade instalada do país é de apenas 2.500 MW, com a

tecnologia hidráulica representando 99%, com uma grande concentração no site Ingá, que possui uma capacidade instalada de 1.775 MW. O governo do país está trabalhando no desenvolvimento de novos projetos hidroelétricos em Ingá, que atingem, ao menos, mais 5.000 MW. O potencial hidroelétrico total do país é estimado em 100.000 MW, dos quais 40.000 estão localizados no site de Ingá, sendo que, atualmente, o país só explora 2% de todo o potencial. O setor de mineração é o que utiliza a maior parte da geração de energia elétrica e, mesmo assim, há um déficit de suprimento somente para esse setor da ordem de 300 MW. O governo começa a trabalhar no sentido de abrir o setor elétrico e permitir a participação privada, sendo que, em 2014, foi criado um novo código de energia elétrica no país, autorizando a formação de uma agência reguladora e de uma agência dedicada à eletrificação rural (USAID, 2017).

- **Moçambique:** a geração no país é dominada pela tecnologia hidráulica, que é utilizada no mercado interno e para exportar para África do Sul e Zimbabuê. A capacidade instalada de Moçambique é de 2.400 MW e, apesar dos investimentos em geração, o crescimento da demanda interna é da ordem de 12,5% a.a., o que torna difícil para um modelo de monopólio verticalmente integrado conseguir o volume de investimentos necessários. A tendência do país é incorporar pequenas renováveis e tecnologias fósseis como carvão e gás natural. A taxa de acesso à eletrificação, em 2013, era de 39%, com números de 26% nas áreas rurais, e 66% nas áreas urbanas (USAID, 2017).
- **Tanzânia:** o país possui uma variedade de recursos que podem ser utilizados na geração de energia elétrica, incluindo gás natural, biomassa, hidroeletricidade, geotérmicas, carvão, solar PV e eólica. O setor de energia elétrica tornou-se chave para que o país possa dar um passo de desenvolvimento mais consistente, pois apenas 23% da população possui acesso à eletricidade. Atualmente, a capacidade instalada é de 1.358 MW e existem mais 76 MW em *mini-grids* isolados, sendo que a aposta é que esses *mini-grids* podem rapidamente alavancar o acesso à energia elétrica (USAID, 2017). O país possui uma estatal verticalmente integrada chamada TANESCO, a qual poderá sofrer um processo de *Unbundling* para permitir uma maior participação do setor privado. Atualmente já se permite a participação de PIEs, porém o *off-taker* é a TANESCO, que apresenta uma situação financeira bastante delicada devido às tarifas subsidiadas. Também está em discussão a utilização de leilões de energia elétrica para atrair investimentos em renováveis e em projetos a gás no litoral do país.
- **Eastern Africa Power Pool (EAPP):** *Pool* estabelecido em 2005 por meio de um acordo entre os governos de Burundi, Congo, Egito, Etiópia, Quênia, Ruanda e Sudão. O EAPP

foi depois desenvolvido para aumentar o intercâmbio e, conseqüentemente, as transações comerciais entre os países, o que atraiu novas adesões: Tanzânia (2010), Líbia (2011) e Uganda (2012). Dos integrantes do *pool*, o país mais desenvolvido economicamente no setor elétrico é o Egito.

- ***Southern Africa Power Pool (SAPP)***: é um *pool* de países do cone sul da África, no qual se pretende realizar uma integração elétrica e de mercados, fundado na década de 1950. Participam desse *pool* Angola, Botswana, Congo, Lesoto, Moçambique, Malawi, Namíbia, África do Sul, Suazilândia, Tanzânia, Zâmbia e Zimbabuê. Na prática, a maior parte dos integrantes busca exportar energia elétrica para África do Sul e auferir recursos financeiros, em detrimento de elevar o acesso interno à eletricidade em seus países. Atualmente funciona um mercado DAM, mas que, devido aos problemas de transmissão e geração, as operações só são consideradas finalizadas após a chamada entrega física.

6.6.4. Considerações Gerais

A África é um mercado de energia elétrica a ser desenvolvido, tanto na questão do acesso, quanto na questão de eficiência alocativa. O continente possui o maior contingente de pessoas sem acesso à eletricidade e o desenho de mercado mais utilizado é o monopólio verticalmente integrado, em geral, com forte presença estatal e diversos interesses políticos. O continente também possui um grande potencial, dada a abundância de recursos naturais, mas os problemas geopolíticos, em vários momentos, minam políticas sustentáveis de médio e longo prazo.

Alguns governos da África sinalizam com a abertura do mercado para o investimento privado, especialmente em pequenas tecnologias renováveis como eólica e solar PV. O *Unbundling* das empresas estatais, no sentido de uma futura privatização, é uma tendência observada na maioria dos países, como também o surgimento de um mercado de geração em *mini-grids* e de geração *off-grid*. A integração regional objetivada pelos EAPP e SAPP pode ser uma alternativa interessante para usar de forma eficiente os recursos disponíveis da região, que são complementares e distribuídos de modo não uniforme.

6.7. Ásia

6.7.1. Introdução

A Ásia é o continente com o maior mercado mundial de energia elétrica, com geração estimada de 12.587 TWh no ano de 2015 (ENERDATA, 2017), o equivalente a 52,5% do total

global. Este continente é marcado por diversas disparidades, observando-se a diversidade de países. Os países da Ásia que pertenciam à antiga União Soviética, ou que estão mais próximos da Europa, apresentam maior grau de desenvolvimento e, conseqüentemente, maior acesso da população à energia elétrica, enquanto os países do sudeste asiático representam a segunda região do mundo com o maior número de pessoas sem acesso a esse insumo¹⁵¹, estando atrás apenas da África Subsaariana. Neste continente também há países como a China e a Coreia do Sul, com o primeiro e o décimo mercados em TWh, respectivamente, e que utilizam desenhos de mercado com forte centralização. Há ainda o Japão, que passou em 2016 por uma reforma de mercado, permitindo a livre escolha de supridor, com tarifas reguladas até 2020 e preços competitivos após essa data.

Nesta seção são analisados os mercados da Rússia, China, Japão, Coreia do Sul e Índia, como também são apresentados comentários gerais sobre outros países do continente. Observa-se ainda nesta região do mundo as maiores taxas de crescimento de mercado, como também o desejo de inserir tecnologias renováveis em larga escala, o que é um desafio para qualquer desenho de mercado.

6.7.2. *Rússia*

A Rússia é um mercado de 1.062 TWh, em 2015, com uma taxa de crescimento de 1,3% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada total do país, em 2014, foi de 239,2 GW (CIGRÉ, 2015c), com relevância destacada para as usinas térmicas, conforme demonstrada na Figura 6.55.

A Rússia é o maior país em extensão territorial com 17,1 milhões de Km², o que dificulta naturalmente a transmissão e distribuição de energia. Existe apenas um Operador do Sistema que responde por 95% do país, cobrindo uma área que possui 09 diferentes fusos horários e que subdividem em 07 diferentes sub-sistemas ou submercados: Northwest, Center, Middle Volga, Urals, South, Siberia e East (OTSUKI, 2015).

¹⁵¹ Os dados de acesso à energia elétrica deste continente estão abertos por país na Tabela 3.3.

Figura 6.55 – Capacidade Instalada na Rússia, 2014

Fonte: CIGRÉ (2015c).

O país também possui interconexões com a Noruega, Finlândia, Estônia, Letônia, Lituânia, Bielo-Rússia, Ucrânia, Geórgia, Azerbaijão, Cazaquistão, Mongólia e China, dada a extensão geográfica e a influência geopolítica do país, incluindo as relações com os países da antiga União Soviética. Em 2014, as exportações totalizaram 23,8 TWh e as importações 12,7 TWh, destacando-se que, para alguns países como a Finlândia e o Cazaquistão, as transações com a Rússia possuem um papel fundamental na flexibilidade da operação do sistema. Todas as operações com outros países são realizadas por meio da empresa estatal Inter RAO.

Figura 6.56 – Áreas do sistema elétrico da Rússia

Fonte: EBRD, 2010.

Figura 6.57 – Transações Cross-Border da Rússia, 2014

Fonte: CIGRÉ (2015c).

O país introduziu uma série de reformas nos últimos 20 anos, buscando estabelecer um mercado varejista, mas, na prática, o país ainda é um mercado atacadista. Toda geração térmica foi privatizada até julho/2008 e também foi promovido um processo de desverticalização, visando maior competição e eficiência do setor. O despacho segue um formato *loose pool*, porém com forte influência das usinas hidroelétricas e nucleares, que operam basicamente na base. Outro ponto relevante do país é a presença de um Mercado de Capacidade, o qual foi introduzido devido à preocupação em modernizar o parque gerador do país, sendo que grande parte é ainda originário da era soviética (VANADZINA & GORE, 2016). Todavia, a forte influência dos geradores existentes faz com que as plantas antigas não sejam descomissionadas e leve o mercado a uma situação de sobredimensionamento, com custos elevados para os consumidores.

6.7.3. China

A China é um mercado de 5.920 TWh em 2016 (NEA-China, 2017), com uma taxa de crescimento de 10,0% a.a. no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A maior parte do consumo chinês origina-se na indústria com aproximadamente 80% desse total. Do lado da oferta, observa-se um declínio nos últimos anos das tecnologias de combustíveis fósseis em favor das renováveis, com destaque para a solar PV no ano de 2016, que teve uma adição de 34 GW, atingindo 77 GW. A capacidade instalada total do país, em 2016, foi de 1.646 GW, a qual é majoritariamente da tecnologia carvão, conforme demonstrada na Figura 6.58.

Figura 6.58 – Capacidade Instalada na China, 2016.

Fonte: China Electricity Council (2016)

O setor elétrico chinês ainda é fortemente influenciado pela tecnologia carvão (57%) e hidro (20%); porém as tecnologias eólica (9%) e solar PV (5%) devem continuar crescendo expressivamente nos próximos anos. Os números demonstram que o desafio ainda permanece grandioso para o governo chinês, no sentido de descarbonizar a matriz com usinas renováveis, especialmente considerando a grande extensão do país e os desafios geográficos, especialmente na alta região do Tibete. O país é composto de sete regiões elétricas que estão constantemente recebendo investimentos de interligação por meio das empresas transmissoras estatais.

Apesar da tradição estatal chinesa, o país vem lentamente introduzindo alterações legais, visando aumentar a participação privada e promover um ambiente competitivo. O primeiro passo nesse sentido foi o estabelecimento de uma Lei do Setor Elétrico em 1996, a qual garantiu direitos legais aos investidores, além de dar as diretrizes gerais da regulação do setor. Em 2002, o país resolveu promover um *Unbundling* do monopólio da *State Power Corporation*, dividindo-a em onze companhias menores, com abordagem em cada uma das regiões do país. No período 2002-2015, realizaram-se poucas alterações relacionadas ao desenho de mercado, e as atenções ficaram voltadas ao aumento da capacidade instalada para atender ao crescente consumo do processo de expansão industrial e à introdução expressiva de tecnologias renováveis, o que também teve uma abordagem industrial no sentido de desenvolver a cadeia da indústria eólica e solar PV, tornando o país um importante *player* mundial no mercado desses equipamentos.

Figura 6.59 – Grid planejado para China em 2020.

Fonte: STATE GRID apud GALLEGO (2016)

Em março/2015 o governo central da China emitiu o documento *Further Strengthening the Institutional Reform of the Electric Power Industry* (também denominado Documento nº 09), dando as linhas gerais para um novo movimento de alterações no mercado do país, com destaque para a comercialização de energia e precificação. Complementarmente, o *National Development Reform Commission* (NDRC-China) e a *National Energy Administration* (NEA-China) lançaram seis documentos distintos, incentivando alterações nas áreas de transmissão, distribuição, tarifas, comercialização, despacho e desenho de mercado.

Sob o princípio do “custo adicionado de lucros razoáveis”, as tarifas de transmissão e distribuição estão passando por programas piloto em nível regional, o que deve ser expandido em nível nacional. Também se iniciou um processo de reforma em nível de varejo, atraindo investidores e comercializadores para operações entre produtores (usinas) diretamente a consumidores qualificados (XIYING & LINGCHENG, 2016).

Várias províncias chinesas também estão anunciando programas pilotos para a implementação de mercados atacadistas, porém ainda estão trabalhando na construção de um consenso político para a definição da estrutura de mercado e de uma política de precificação que reflita os custos reais do setor e estimule a competição e a eficiência. Devido à forte predominância das usinas de tecnologia carvão, há uma forte influência das empresas e dos grupos ligados a essa tecnologia, sendo que o NDRC-China estabelece, desde a década de 1980, os preços em yuan por kWh, com revisão anual, uma abordagem que tem resistido às tentativas de reforma. Com essa abordagem, os preços não refletem adequadamente as condições de

mercado e, na prática, estão altos e incentivando a instalação de novas plantas a carvão, além de levar a uma situação de sobredimensionamento do sistema (DUPUY & XUAN, 2016).

Contudo, não há menções explícitas à criação de um operador independente do sistema, o que deixa as empresas de transmissão ainda como responsáveis por comandar diretamente todas as operações dos mercados sob sua responsabilidade. Essa abordagem dificulta, em muito, o desenvolvimento do mercado chinês e leva a situações incoerentes como a de um sistema sobredimensionado que sofre com *blackouts* em alguns momentos, devido à falta de coordenação entre as diferentes regiões.

6.7.4. Japão

O Japão é o quinto mercado mundial com uma geração de energia elétrica de 995 TWh em 2015 e com uma taxa de crescimento negativa de -0,04% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada total do país, em 2014, foi de 315,3 GW, a qual é majoritariamente composta por térmicas, conforme demonstrada na Figura 6.60. Todavia, a geração de energia elétrica do país está passando por um profundo processo de transformação, dado que o acidente nuclear de Fukushima, em 2011, chocou a opinião pública japonesa e iniciou uma forte pressão política para a utilização de novas tecnologias de geração, e por transformações no mercado como um todo. Em um primeiro momento, a geração nuclear está sendo substituída pela geração térmica a gás natural, porém não se espera que, no longo prazo, ocorra um processo de total descomissionamento das plantas nucleares.

A visão de longo prazo do mercado japonês estima que as usinas nucleares serão ainda responsáveis por 20-22% do total da produção (JEPIC, 2015), enquanto que, em 2010, antes de Fukushima, a produção nuclear correspondia a 29% do total consumido no país (JETRO, 2015). O equilíbrio entre oferta e demanda no setor elétrico japonês sempre é uma questão de preocupação desde o final da II Guerra Mundial, devido ao intenso consumo e necessidade industrial, além da escassez de recursos naturais no país. Em 1951, o país passou por um processo de reestruturação no qual se dividiu o gerenciamento e suprimento em nove áreas coordenadas por *utilities* regionais Hokkaido, Tohoku, Tokyo, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, Shikoku e Kyushi. Em 1972, com o retorno de Okinawa ao Japão, constituiu-se mais uma empresa nessa ilha, o que totaliza a divisão do país em dez empresas regionais.

No final do século XX, o país passou por um primeiro processo de liberalização de seu mercado, com a permissão da participação dos PIES em 1995, e a permissão de escolha do supridor para os consumidores com demanda acima de 2 MW. Em 2004, o país caminhou no sentido do mercado de varejo, permitindo a migração para o mercado livre de consumidores

com demanda acima de 500 kW, o que foi reduzido em 2005 para 50 kW. Com o acidente nuclear de Fukushima, o país passou por uma forte pressão de suprimento e iniciou-se um novo processo de reforma, visando a aumentar a competição, atrair novas fontes de suprimento e atingir a liberalização de 100% do mercado até 2020. Na Figura 6.61 é apresentado o *Road Map* da reforma japonesa.

Figura 6.60 – Capacidade Instalada do Japão, 2014.

Fonte: JEPIC (2015)

Figura 6.61 – Road Map da reforma do setor elétrico do Japão.

Fonte: YAMAZAKI (2015)

Algo relevante no processo de reforma do setor elétrico japonês é a constituição de um operador independente em nível nacional, ou *cross-regional*, pois, com a divisão do país em

dez áreas, foi atribuído a cada *utility* o papel de ser também o operador regional, e a transmissão de energia elétrica de uma região para a outra era realizada por meio de acordos específicos, sem uma operação centralizada.

Figura 6.62 – Regiões elétricas do Japão.

Fonte: YAMAZAKI (2015)

Outro ponto muito interessante do caso japonês é que o país é também dividido em duas grandes regiões não síncronas, de 50Hz e 60 Hz. A região da cidade de Tóquio introduziu os serviços de eletricidade com equipamentos da empresa alemã AEG, que trabalhavam em 50Hz, enquanto os investidores em energia elétrica da região de Osaka trouxeram máquinas de 60Hz da empresa americana GE.

O desenho de mercado japonês, ao término do processo de reforma em 2020, contará com os elementos considerados mais modernos, em termos de competição, sob o aspecto teórico, conforme apresentado no Capítulo 5.

Conforme apresentado na Figura 6.63, o desenho de mercado japonês contempla a competição no varejo e instrumentos financeiros de proteção, incluindo a presença de operações em bolsa de energia.

Figura 6.63 – Desenho de Mercado do Japão após 2016.

Fonte: YAMAZAKI (2015)

6.7.5. Coréia do Sul

A Coréia do Sul é o décimo mercado mundial com uma geração de energia elétrica de 546 TWh em 2015 e com uma taxa de crescimento de 4,3% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada total do país, em 2014, foi de 91,5 GW, com destaque para as tecnologias gás (29%), carvão (29%) e nuclear (23%), conforme demonstrado na Figura 6.64.

O setor elétrico sul-coreano é dominado pela estatal verticalmente integrada *Korea Electric Power Corp's* (KEPCO's), a qual possui seis subsidiárias de geração que detêm 80% da capacidade instalada: *Korea South-East Power*, *Korea Midland Power*, *Korea Western Power*, *Korea Southern Power* e *Korea East-West Power*. A KEPCO também é proprietária de 100% dos sistemas de transmissão e distribuição.

Figura 6.64 – Capacidade Instalada da Coréia do Sul, 2014.

Fonte: CIGRÉ (2016)

Figura 6.65 – Desenho de Mercado da Coréia do Sul

Fonte: OTSUKI (2015)

Conforme apresentado na Figura 6.65, apesar da estrutura verticalmente integrada, o país permite que se instalem PIES e que grandes empresas possam comprar diretamente na bolsa de energia, que também é o Operador do Mercado.

Em 2016, o governo iniciou uma tentativa de elevar a eficiência do setor elétrico ao listar as ações da KEPCO na bolsa de valores. Anteriormente, havia sido tentada a privatização da empresa após a crise de 1997, mas sem sucesso, devido ao baixo e subsidiado preço da energia elétrica, que visa favorecer principalmente o forte parque industrial do país. Algumas tentativas de abertura de mercado esbarram justamente nas baixas tarifas praticadas no país e nos próprios interesses da KEPCO em se manter monopolista.

6.7.6. Índia

A Índia é o terceiro mercado mundial de geração com 1.368 TWh em 2015, e apresentou uma expressiva taxa de crescimento de 6,0% a.a. no, período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada total do país, em março/2017, foi de 315,4 GW, com destaque para as tecnologias carvão (60%), hidro (14%) e eólica (9%), conforme demonstrado na Figura 6.66.

Figura 6.66 – Capacidade Instalada da Índia, mar/2017

Fonte: INDIA (2017)

O país é dividido em cinco zonas elétricas, cuja interconexão se dá de forma síncrona: Northern, Eastern, Western, Southern e North Eastern. Apesar da necessidade de aumentar as interconexões entre as regiões do país, o maior problema enfrentado atualmente é o que se chama localmente de *last mile*, ou seja, há muitos problemas de conexão dos consumidores nas redes de distribuição, o que leva ao paradoxo de muitos consumidores não terem acesso à eletricidade em algumas localidades do interior do país e, ao mesmo tempo, as redes operam nesses locais em níveis baixos de utilização.

O desenho de mercado da Índia é um *Unbundling* com a participação de PIEs e a atual estrutura foi basicamente definida em 2003 com o *Electricity Act*. Posteriormente, o país passou por alguns ajustes complementares, com destaque para a eliminação da necessidade de licenciamento da maior parte dos projetos de geração. O setor de geração divide-se em basicamente três grandes grupos: (i) empresas estatais do governo central; (ii) empresas estatais dos governos regionais; e (iii) PIEs.

O setor de transmissão possui participação estatal e privada, sob a regulação dos governos dos estados, quando as linhas são somente regionais, e regulação central, quando as linhas ultrapassam os estados.

A distribuição é majoritariamente composta por estatais regionais. Nesses serviços estão um dos grandes gargalos do setor elétrico indiano, em especial a ressaltada conexão final dos consumidores.

Uma das características interessantes do mercado indiano é que, apesar de não ser um mercado atacadista ou varejista, o país possui uma bolsa de energia, na qual são negociados contratos entre os PIEs e as *utilities*. Também existem algumas empresas que atuam como comercializadores nesse processo. Todavia, a ausência de uma maior liberdade de transações impede o desenvolvimento de novos produtos e uma competição que reflita maiores níveis de eficiência.

6.7.7. Outros países da Ásia

Alguns comentários relevantes sobre outros países e acordos de cooperação da Ásia.

- **Filipinas:** o desenho de mercado é o de competição no varejo, com consumo de 67,9 TWh, e capacidade instalada de 17,0 GW. As tecnologias de geração são bem diversificadas, com carvão tendo (32%), hidro (20%), óleo (19%), gás (16%), geotérmicas (11%) e outras renováveis (2%). O governo está adotando uma série de medidas para atrair mais investimentos privados e incentivar um aumento das renováveis. Um dos pontos sensíveis do país são as altas tarifas, sendo que há uma forte pressão sobre os reguladores para que ocorram reduções (SOMANI, 2015).
- **Indonésia:** o desenho de mercado é *Single Buyer* com PIEs, com consumo de 183,2 TWh, e uma capacidade instalada de 47,0 GW. A tecnologia dominante é óleo, com 46%, acompanhada por carvão (31%), gás natural (18%) e renováveis (5%). A demanda cresce rapidamente e espera-se um papel mais expressivo das renováveis por meio de programas governamentais (SOMANI, 2015).
- **Malásia:** o desenho de mercado é *Single Buyer* com PIEs, com um consumo de 133,9 TWh, e uma capacidade instalada de 28,1 GW (SOMANI, 2015).
- **Miamar:** o desenho de mercado é *Single Buyer* com PIEs, com consumo de 5,9 TWh, e capacidade instalada de 4,6 GW. A principal tecnologia é a hidro, com 69%, seguida do gás (25%) e carvão (6%). O parque gerador é insuficiente para atender a uma população de 53 milhões, e apenas 33% possui acesso à eletricidade. A alta dependência das hidroelétricas deixa o país exposto às variações da hidrologia e, paradoxalmente, o país, mesmo em cenários de baixas afluições, exporta energia elétrica para os países vizinhos, o que levanta uma série de contestações políticas (SOMANI, 2015).

- **Singapura:** o desenho de mercado é competição no varejo com produtos financeiros, apresentando consumo de 46,4 TWh e capacidade instalada de 12,9 GW (SOMANI, 2015).
- **Tailândia:** o desenho de mercado é *Single Buyer* com PIEs, com consumo de 163,6 TWh, e capacidade instalada de 35,6 GW. A principal fonte é o gás natural (64%), acompanhada pelo carvão (20%), renováveis (8%), hidro (7%) e óleo (1%). O país está buscando incentivar o desenvolvimento de Renováveis e diminuir a dependência do gás natural (SOMANI, 2015). Para isso, está realizando uma série de estudos de leilões, com apoio de organismos internacionais.
- **Vietnã:** o desenho de mercado é *Single Buyer* com PIEs, com consumo de 107,4 TWh, e capacidade instalada de 37,6 GW. A tecnologia predominante é a hidro, com 49%, enquanto gás participa com 24% e carvão com 23%. O país tem como objetivo diversificar o parque gerador com uma expressiva introdução de carvão e também eólicas. Há também projetos de migrar para um mercado atacadista, visando a aumentar a eficiência e a competição (SOMANI, 2015).

6.7.8. Considerações Gerais

A Ásia é, ao mesmo tempo, o maior mercado mundial de energia elétrica e o segundo maior contingente de pessoas sem acesso ao produto. É um continente marcado por desigualdades, com países desenvolvidos como o Japão e a Coreia do Sul, países em transição, como a Rússia e as antigas Repúblicas integrantes da União Soviética, além do Sudeste Asiático, com baixo nível de desenvolvimento. Em relação ao desenho de mercado, têm-se o Japão e a Rússia buscando a competição no varejo e os demais países ainda com grandes esforços para aumentar o nível de mercado, com grande parte ainda utilizando *Single Buyer* com PIEs ou *Unbundling* com PIEs.

Um ponto interessante é que há na região uma tendência de maior incentivo às tecnologias renováveis, tanto como forma de diminuir a dependência de combustíveis fósseis, quanto de aumentar o acesso da população à eletricidade. Nesse sentido, pode ocorrer um fenômeno similar ao esperado na África Subsaariana, qual seja, o aumento do acesso à energia elétrica ocorrer em *micro-grids* ou por meio de geração *off-grid*, diretamente pelos consumidores em uma lógica *prosumer*.

6.8. Oceania

6.8.1. Introdução

A Oceania é o continente com o menor mercado de geração de energia elétrica, totalizando 300 TWh em 2015 e apresentando uma taxa de crescimento de 1,2% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). Este continente é composto de dois grandes países, Austrália e Nova Zelândia, que respondem por 295 TWh ou 98,3%. Os demais países são, na verdade, diversas ilhas espalhadas com geração local e *micro-grids*, boa parte movida a óleo e com tendência de inserção de tecnologias renováveis, em especial eólica e solar PV. Nesta seção, apresenta-se somente os mercados da Austrália e Nova Zelândia, dado que essas ilhas são normalmente estruturas que não simbolizam uma organização de mercado, mas, sim, cooperativas ou ainda empresas verticalizadas estatais.

6.8.2. Austrália

A Austrália é um mercado de geração de energia elétrica, em 2015, de 251 TWh e uma taxa de crescimento de 1,2% a.a. no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). O país possui três grandes mercados em escala: *The National Electricity Market* (NEM), *The Western Australian Market* e o *The Northern Territory Market*. Esses mercados são distintos devido à separação geográfica e aos altos custos de transportar eletricidade de uma região para outra.

O NEM é o mercado atacadista das jurisdições de Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia e Tasmania, sendo operado pelo *The Australian Energy Market Operator* (AEMO). O *The Western Australian Market* é composto por duas regiões: *The North West Interconnected System* (NWIS) e o *The South West Interconnected System* (SWIS), que não são interconectadas, destacando-se que o SWIS é a região mais relevante e é administrada pelo *The Independent Market Operator* (IMO). Por fim, o *Northern Territory*, que possui áreas indígenas, *micro-grids* e também três sistemas elétricos separados: the Darwin-Katherine, Alice Springs e Tennant Creek.

O país possuía uma capacidade instalada de 63 GW em 2014, destacando-se que as usinas termoeletricas correspondem a 78%, com destaque para as tecnologias carvão (46%) e gás (29%). As tecnologias renováveis devem ganhar relevância crescente, especialmente a tecnologia solar PV *off-grid*, estimando-se que essa tecnologia já corresponda a 12% da capacidade instalada *on-grid* do país, o que o tornaria com uma capacidade instalada de 69,5 GW.

Figura 6.67 – Sistema elétrico da Austrália

Fonte: AUSTRALIA (2016)

Figura 6.68 – Capacidade Instalada da Austrália, 2015

Fonte: AUSTRALIA (2016)

A Austrália possui um desenho de mercado varejista nas regiões do NEM e SWIS, e uma abordagem do estilo *Single Buyer* + PIE nas regiões mais distantes dos grandes centros de carga, destacando-se que o AEMO funciona como um *loose pool*, com Leilões DAM e IDM-RTM. Uma tendência da Austrália como um todo é o desenvolvimento de um Mercado de Capacidade, dada a maior inserção de renováveis.

6.8.3. Nova Zelândia

A Nova Zelândia é um mercado de geração de energia elétrica da ordem de 44 TWh em 2015, com uma taxa de crescimento de 0,8% a.a., no período 2000-2015 (ENERDATA, 2017). A capacidade instalada total é de 9,4 GW em 2015, com especial destaque para as tecnologias renováveis, que responderam por 74%. Entre as tecnologias renováveis, destaca-se a hidro, com 57%, e a geotérmica, com 10%, observando-se que a formação vulcânica no país favorece o uso desta tecnologia.

Figura 6.69 – Capacidade Instalada da Nova Zelândia, 2015

Fonte: NOVA ZELÂNDIA (2016)

A Nova Zelândia opera um *loose pool* com Leilões DAM e preço definido em intervalos de trinta minutos. Adicionalmente ao mercado atacadista, os *players* do mercado podem se proteger com contratos bilaterais ou contratos puramente financeiros negociados na *Australian Stock Exchange*, complementados por FTRs, que são operados pela *Transpower*, a estatal de transmissão que também é responsável pela operação do sistema. Apesar de ser um mercado de tamanho pequeno em relação aos grandes mercados mundiais, observa-se um desenho de mercado avançado do tipo competição varejista.

6.8.4. Considerações Gerais

Os dois principais mercados da Oceania possuem desenhos de mercado com competição no varejo, com despacho no formato *loose pool*, porém possuem parques de geração com características diferentes.

A Austrália possui um parque gerador de característica térmica, com destaque para tecnologia carvão, porém observa-se uma tendência de crescimento das renováveis, incluindo solar PV *off-grid*, o que tende a demandar um Mercado de Capacidade no futuro. A Nova Zelândia possui uma tradição em tecnologias renováveis com destaque para hidro e geotérmica.

6.9. Conclusões

Apesar de a energia elétrica ser o mesmo produto mundialmente, do ponto de vista dos sistemas elétricos (geração, transmissão e distribuição), subsiste uma diferença substancial no que tange ao desenho de mercado, tendendo a refletir as preferências políticas e ideológicas, ponto esse sensível quando se trata de um produto tão estratégico.

Considerando a Teoria de Desenho de Mercado, defendendo a competição como um indutor de eficiência melhor do que a regulação, é possível classificar os mercados internacionais em cinco tipos:

- **Monopólio Verticalmente Integrado;**
- **Verticalmente integrado + PIE;**
- ***Unbundling* + PIE;**
- **Mercado Atacadista; e**
- **Mercado Atacadista + varejo**

O desenho de mercado mais avançado é o mercado atacadista + varejo, pois, nesse desenho, o nível de escolha do consumidor é elevado e se estabelece uma estrutura na qual a competição e o preço são os principais indutores da eficiência e evolução do mercado, incluindo os estímulos adequados para o desenvolvimento das tecnologias renováveis e a utilização de instrumentos financeiros de proteção.

Neste capítulo a análise cobriu os dez maiores mercados mundiais de energia elétrica¹⁵² e os mercados considerados relevantes de cada continente, além de alguns comentários pontuais sobre outros mercados:

- **América do Norte:** EUA e Canadá;
- **América Latina:** México, Argentina, Colômbia e Chile;
- **Europa:** Reino Unido, Alemanha, França e países nórdicos;
- **África:** África do Sul;
- **Ásia:** Rússia, China, Japão, Índia e Coreia do Sul; e

¹⁵² Com exceção do Brasil que é objeto de análise no Capítulo 7

- **Oceania:** Austrália e Nova Zelândia.

Observa-se que é uma tendência mundial a maior utilização de tecnologias renováveis e maior participação dos consumidores, mesmo em mercados com forte regulação. É também de se destacar que a África Subsaariana e o Sudeste Asiático lutam para elevar as taxas de acesso à energia elétrica, enquanto a Europa é o continente com o desenho de mercado mais avançado, verificando-se a competição no varejo em praticamente todos os países, considerando ainda como avanço a possibilidade de escolha do consumidor. Os EUA e o Canadá possuem diversos desenhos de mercado, destacando-se que aproximadamente 2/3 da carga americana ocorre em locais com estrutura de mercado atacadista, enquanto no Canadá a maior parte do consumo está em locais com estrutura *Unbundling* + PIE. Por fim, na América Latina, verifica-se o mercado atacadista como abordagem principal nos maiores mercados, destacando-se que ainda há forte intervenção regulatória nesses países.

Tabela 6.4 – Síntese dos Desenhos de Mercado, Top 10 em TWh e Mercados Relevantes

País	Mercado (TWh)	Cap. Instalada (GW)	Tecnologias	Desenho de Mercado	Formação de Preços
China	5920	1646	Carvão 57%; Hidro 20%; Eólica 9%; Solar 5%; Gás 4%; Nuclear 2%; Outros 3%	Unbundling + PIE	Equal Shares
EUA	4324	1069	Gás 41%; Carvão 25%; Renováveis 11%; Hidro 10%; Nuclear 9%; Óleo 3%; Outros 1%	Atacadista	Loose Pool
Índia	1368	315,4	Carvão 60%; Hidro 14%; Eólica 9%; Gás 8%; Solar 3%; Nuclear 2%; Outras Renováveis 4%	Unbundling + PIE	Tight Pool
Rússia	1062	239,2	Térmicas 68%; Hidro 20%; Nuclear 11%; Renováveis 1%	Varejista	Loose Pool
Japão	995	315,3	Térmicas 62%; Nuclear 14%; Hidro 16%; Solar 7%; Eólica 1%	Varejista	Loose Pool
Alemanha	638	198,4	Carvão 25%; Eólica 25%; Solar PV 21%; Gás 15%; Nuclear 5%; Biomassa 4%; Hidro 3%; Óleo 2%	Varejista	Self-Dispatch
Canadá	632	134	Hidro 63,5%; Gás & Óleo 19%; Nuclear 16%; Renováveis 1,5%	Unbundling + PIE	Loose Pool
França	569	129,3	Nuclear 49%; Hidro 20%; Gás 8%; Eólica 8%; Óleo 7%; Solar 5%; Carvão 2%; Biomassa 1%	Varejista	Self-Dispatch
Coréia do Sul	546	91,5	Gás 29%; Carvão 29%; Nuclear 23%; Óleo 4%; Solar 2%; Eólica 1%; Outros 12%	Monopólio Integrado	Tight Pool
Brasil	540	153,4	Hidro 64,75%; Biomassa 9,20%; Gás Natural 8,48%; Eólica 7,12%; Óleo 6,54%; Nuclear 1,30%; Carvão 2,43%; Solar PV 0,09%	Atacadista	Tight Pool
Países Nórdicos	405	114,9	Hidro 46%; Eólica 12%; Nuclear 11%; Carvão 7%; Gás 7%; Óleo 5%; Outros Fósseis 5%; Biomassa 5%; Solar 1%; Outros 1%	Varejista	Loose Pool
Reino Unido	338	80,8	Gás 41%; Carvão 26%; Nuclear 12%; Eólica 7%; Hidro 5%; Solar 2%; Outras 7%	Varejista	Self-Dispatch
México	304	70	Gás 46%; Óleo & Diesel 19%; Hidro 18%; Renováveis 9%; Carvão 8%	Atacadista	Tight Pool
Austrália	251	63	Carvão 46%; Gás 29%; Hidro 12%; Eólica 6%; Óleo 2%; Outros 5%	Varejista	Loose Pool
África do Sul	248	44,3	Carvão 85%; Gás 6%; Hidro 5%; Nuclear 4%	Verticalmente Integrado + PIE	Tight Pool
Argentina	146	31,8	Térmicas 60%; Hidro 36%, Nuclear 3% e Eólica 1%.	Atacadista	Tight Pool
Chile	72	19,7	Gás/Diesel 36%; Hidro 34%; Carvão 24%; Eólica 2%; Outras 4%	Atacadista	Tight Pool
Colômbia	69	16,3	Hidro 63%; Gás Natural 25%; Outras Térmicas 7%; Outras Renováveis 5%	Atacadista	Loose Pool
Nova Zelândia	44	9,4	Hidro 57%; Gás 12%; Geotérmica 10%; Eólica 7%; Carvão 5%; Outros 7%; Diesel 2%	Varejista	Loose Pool

Nota: Os EUA e o Canadá possuem uma regulação regional, logo se indicou na tabela o Desenho de Mercado e o Mecanismo de Formação de Preços dominante.

Fonte: AUSTRALIA (2016), BNEF (2016), CAMESA (2016), CANADA (2015), CHILE (2015), China Electricity Council (2016), CIGRÉ, 2015b., CIGRÉ (2015c), CIGRÉ (2016), EIA (2016a), ENERDATA (2017), ENTSO-E (2016), FRAUNHOFER ISE (2017), JEPIC (2015), INDIA (2017), NOVA ZELÂNDIA (2016), UK (2017)

Capítulo 7 - O Desenho de Mercado de energia elétrica brasileiro

7.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é realizar uma análise do desenho de mercado brasileiro, considerando as alterações regulatórias apresentadas até a Lei nº 13.360/2015 e o Decreto nº 9.143/2017, que tratam da venda de excedentes para o ACL e transfere, da Eletrobrás para a CCEE, a gestão da RGR e da CDE¹⁵³. A análise é realizada considerando o arcabouço da Teoria de Leilões e da Teoria de Desenho de Mercado, as quais foram apresentadas nos Capítulos 2 e 5, respectivamente.

A análise se inicia com um breve histórico da evolução do SEB, que começou como uma atividade explorada pela iniciativa privada, depois passou por um forte processo de estatização entre 1930-1990, revertendo para uma abordagem liberal na década de 1990 e redundando em uma abordagem mista após a consolidação do MSEB-2004. Após a contextualização histórica, são analisados os principais elementos do desenho de mercado brasileiro, que considera um modelo atacadista com despacho no formato *tight pool (cost based)* e distribuidoras ainda verticalizadas, com a contratação dos produtos energia e lastro em conjunto, formando um *bundle*. Na seção seguinte, são apontados os aspectos positivos do desenho brasileiro, incluindo a forte presença de fontes renováveis, a manutenção do *Supply Adequacy* e o desenho dos leilões. Por fim, são apresentados os pontos negativos, com destaque para a baixa robustez econômico-financeira.

7.2. Sucinto histórico sobre a evolução do SEB

7.2.1. Introdução

Nesta seção do trabalho, aborda-se brevemente a evolução histórica do SEB, visando dar o contexto para análise do desenho de mercado. Para tal, utiliza-se a abordagem apresentada por David (2013), na qual se destacam três fases distintas para a geração de energia elétrica e, consequentemente, para o mercado brasileiro:

¹⁵³ As constantes alterações regulatórias do SEB aumentam substancialmente a dificuldade de se operar no Brasil, o que afasta investidores, além de isto por si só diminuir a eficiência alocativa. Destaca-se ainda que o MME busca criar um desenho de mercado mais racional por meio da Consulta Pública MME nº 33/2017.

- a) A fase do interesse local - municipal com atuação majoritariamente privada, 1879-1934
- b) A fase da federalização e estatização, 1934-1995
- c) A fase mista ou concorrencial, 1995-2017

Também são observadas as análises de Sanches (2011) e Silva (2011), os quais descrevem com detalhes a evolução histórica do SEB.

7.2.2. *Interesse local com investimento privado, 1879-1934*

Esta fase é marcada pelo desejo local dos municípios de desenvolver as cidades, sendo a energia elétrica vista como um bem público restrito e particular, justificando-se investimentos em iluminação pública e transporte coletivo, algo extremamente relevante no nascente desenvolvimento industrial do país (DAVID, 2013).

A história do SEB se inicia com a visita de Dom Pedro II à Exposição da Filadélfia, em 1876, o qual se impressionou com o novo invento e convidou Thomas Edison a introduzir no Brasil a iluminação pública. Assim, em 1879, foi inaugurada a iluminação interna na Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (atual Central do Brasil), no Rio de Janeiro. Após isso, várias instalações cariocas passaram a trocar os dínamos por energia elétrica, destacando-se também, neste mesmo ano, a Exposição Industrial da cidade que contou com energia elétrica para iluminar as dependências do Ministério da Viação, local onde fica atualmente a Praça XV.

A primeira usina brasileira entrou em operação em 1883 e foi uma termoelétrica a vapor gerado em caldeira a lenha, com 52 kW de capacidade, o suficiente para alimentar 39 lâmpadas. Nesse mesmo ano foi construída a primeira usina hidroelétrica em Diamantina (MG) e passou-se a utilizar a eletricidade para o sistema de bondes em Niterói – RJ. Nesse contexto, também houve interesse do investimento estrangeiro, em especial com a constituição da empresa *São Paulo Railway, Light and Power Company Ltda.*, em Toronto, no Canadá. Gomes et al., (2002) descreve que, em 1904, os mesmos investidores canadenses, em parceria com sócios dos EUA, criaram a *Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company* para explorar os serviços de iluminação pública e transportes na cidade.

Ao longo do período 1900-1920 não ocorreram grandes eventos no SEB, mas observa-se um consistente progresso do uso da energia elétrica nos municípios de maior relevância do país. Em 1920, foi criada a Comissão Federal de Forças Hidráulicas, visando a intensificar o uso da hidroeletricidade para atender à demanda crescente dos novos centros urbanos e, em 1927, instalaram-se no Brasil as subsidiárias da empresa americana *American Foreign Power Company* (Amforp). De um modo geral, pode-se afirmar que a organização do setor elétrico

permaneceu com reduzida ação regulatória do Estado no período 1879-1930, sendo restrita a medidas isoladas de regulamentação e de concessão de aproveitamentos hidroelétricos e fornecimentos dos serviços (SILVA, 2011).

7.2.3. *Fase estatal, 1934-1995*

A fase da federalização e estatização tem como característica o interesse nacional por meio de empresas estatais em segmentos estratégicos, dentre estes a energia elétrica. Entende-se nesta fase que a energia elétrica é um serviço público e não uma *commodity* ou mercadoria qualquer. O Estado passa a atuar de forma determinante na alocação e regulação dos custos e investimentos, tendo como marco histórico mais importante o Código de Águas – Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, e a própria Constituição Federal do mesmo ano. Nesses atos legais, definiu-se a competência da União em legislar sobre o SEB (DAVID, 2013).

A criação do Código de Águas foi a primeira regulamentação de grande envergadura do SEB, determinando a exigência de concessões e autorizações para o uso e aproveitamento da energia elétrica hidráulica. A União passou a legislar e, de certa forma, regular, as concessões de serviços públicos, algo que estava até então na alçada regional e municipal.

Durante as décadas de 1930 e 1940, observa-se uma atuação crescente do Estado e, em 1945, é criada a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), que passaria a atuar a partir dos aproveitamentos do Rio São Francisco em boa parte da região nordeste. Na década de 1950, constitui-se diversos grupos de estudos para alavancar a geração e o suprimento de energia elétrica no país, com destaque para a criação da empresa de economia mista Cemig, em 1952, e do grupo Eletrobras, em 1955.

O modelo estatal se consolida na década de 1960 e 1970 com os planos de desenvolvimento dos governos militares (LORENZO, 2002). Nessas duas décadas, passa-se a discutir, de modo centralizado, o planejamento da geração e da transmissão e as interligações ao longo do país, considerando-se as diversas estatais estaduais e o grupo Eletrobras, em plano federal. Nesse período, o SEB também passa a ser utilizado como ferramenta clara de geopolítica com o projeto e início da construção da usina binacional de Itaipu (Brasil-Paraguai) e os acordos com a Alemanha para a exploração da tecnologia nuclear, o que redundaria, posteriormente, nas usinas Angra I e II.

Na década de 1980, o modelo estatal começa a demonstrar sinais de esgotamento, dada a incapacidade de as empresas estatais continuarem realizando vultuosos investimentos em um contexto de crise macroeconômica do Brasil (crise da dívida externa) e com tarifas que, muitas vezes, eram politicamente mantidas em patamares baixos.

7.2.4. Fase mista ou concorrencial, 1995-2017

Neste período histórico, a energia elétrica é entendida como estratégica e de interesse nacional, porém é vista como serviço público e uma *commodity* que pode ser negociada e com participação mista, ou seja, empresas estatais e privadas podem atuar no SEB de forma concorrencial (DAVID, 2013).

No final da década de 1980, inicia-se uma onda liberalizante nos mercados de energia elétrica internacionais, com destaque para a reforma atacadista realizada no Chile (1982-1988) e no Reino Unido (1989-1990). Os EUA também aprovam uma lei, em 1992, que permite a formação dos mercados atacadistas no país e, a partir daí, diversos países da Europa e América Latina iniciaram uma onda de reformas para atrair o capital privado e elevar a eficiência, com competição na comercialização de energia elétrica e regulação nos monopólios naturais de transmissão e distribuição.

O Brasil começa a estruturação para um ambiente concorrencial com a Lei nº 8.631/1993, que extinguiu o regime de remuneração garantida e permitiu o início da reorganização financeira do SEB. Posteriormente, foram promulgadas as Leis nº 8.987/1995 e nº 9074/1995, que criaram o contexto para a competição nos serviços públicos de energia elétrica. Após a publicação dessas leis, e ainda em 1995, começam as privatizações, que se iniciaram com as distribuidoras, que seriam mais fáceis de ser privatizadas e eram consideradas o caixa do SEB. A primeira privatização foi da Escelsa (Espírito Santo), seguida da Light (Rio de Janeiro), da Cerj (Rio de Janeiro) e da Coelba (Bahia), porém entendia-se como fundamental privatizar as empresas de geração para criar a competição de fato (DAVID, 2013). Após esse primeiro ciclo de privatizações foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica, em 1996, que herdou a estrutura do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE).

Do ponto de vista de desenho de mercado, iniciou-se a rediscussão por meio do Projeto RE-SEB, no ano de 1996, coordenado por um corpo técnico experiente e com apoio técnico de um expressivo time da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, que, posteriormente, tornou-se a PricewaterhouseCoopers. O RE-SEB durou dois anos e em 1998 concluíram-se os trabalhos com um novo desenho de mercado, que considerava uma competição atacadista, com monopólio natural da distribuição e transmissão. Em 1998 foram publicados a Lei nº 9.648 e o Decreto nº 2.655, os quais criaram o arcabouço legal e regulatório do mercado atacadista com a criação do MAE, que foi posteriormente expandido e rebatizado como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e do Operador Nacional do Sistema (ONS).

O mercado atacadista começou a funcionar em 2000, porém foi logo atingido pelo racionamento de energia elétrica que ocorreu entre junho/2001 e fevereiro/2002. O racionamento foi especialmente motivado pela ausência de investimentos expressivos em geração nas décadas de 1980 e 1990, além da má gestão operacional do SEB, dado que a hidrologia ruim dos dois anos prévios não foi refletida em uma ação organizada de racionalização do consumo, isso fortemente motivado por preocupações políticas. Todavia, ao final, o racionamento teve um forte impacto econômico e político no país e suscitou diversas críticas à reforma atacadista que tinha acabado de ser implementada. Nesse contexto, Lula ganha como candidato à presidência pelo Partido dos Trabalhadores (PT) e começa a realizar uma série de análises e alterações em diversos setores-chaves do país, incluindo o SEB. O entendimento na época foi de que a reforma atacadista, apesar de ter os seus méritos, não seria suficiente para atrair novos investimentos em geração e impedir que novos racionamentos ocorressem no futuro. Assim, começou-se a discutir um novo desenho de mercado, redundando, em 2004, no MSEB-2004.

O MSEB-2004 foi legalmente estabelecido por meio da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004. Criou-se dois ambientes de comercialização, o Ambiente Regulado (ACR) e Ambiente Livre (ACL), mantendo-se a lógica de mercado atacadista com liquidação das diferenças ao preço marginal, conhecido como PLD. Como vetor da expansão, criou-se os leilões do ACR, nos quais se organizou centralizadamente a contratação das distribuidoras em um esquema de *pool*, com PPAs de longo prazo que poderiam ser oferecidos como garantias para obtenção de financiamentos e construção de novas usinas¹⁵⁴.

Entre 2004-2011 o SEB apresentou evoluções regulatórias, mas o seu macro desenho de mercado permaneceu praticamente o mesmo, com uma lógica atacadista e dois ambientes distintos de comercialização. Todavia, em 2012, o SEB apresentou um retrocesso na lógica competitiva e voltou a ter parte do segmento de geração regulado pela lógica do custo do serviço, com a edição da Medida Provisória nº 579 (depois convertida na Lei nº 12.783/2013), que institui os Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF). Participariam do CCGF as usinas hidráulicas que tivessem suas concessões com prazo encerrado, sendo convertidas em cotas com uma tarifa regulada pela ANEEL e distribuídas entre as distribuidoras do ACR. No mesmo contexto, também se regulou como cotas a energia nuclear das usinas Angra I e II, criando-se os Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN). O objetivo era político e provocava uma

¹⁵⁴ O Capítulo 4 detalha a lógica e o funcionamento dos leilões de energia elétrica no Brasil.

redução nas tarifas dos consumidores regulados (ACR), abaixo do preço de mercado, para as usinas que já estavam amortizadas, que teriam cobertos, basicamente, os custos de O&M.

A criação do CCGF e do CCEN criou diversas distorções no SEB. Primeiramente, enxugou a disponibilidade de lastro para o ACL, dado que a energia elétrica, que antes compunha o portfólio e poderia ser vendida pelos geradores livremente nos dois ambientes, foi compulsoriamente alocada no ACR. A segunda distorção foi que se criou uma energia com preços sensivelmente mais baixos do que o preço de mercado, distorcendo o sinal de preços. O terceiro problema foi a subcontratação das distribuidoras em um cenário de PLD elevado. Isso ocorreu porque nem todos os proprietários de usinas que tinham usinas com concessões a vencer aderiram ao mecanismo e alguns preferiram ficar com a liberdade de vender a energia das usinas até o final do período de concessão, o que significou para algumas usinas um período de mais dois anos. Nesse contexto, as distribuidoras não receberam como cotas toda a energia de que necessitavam e ficaram expostas financeiramente a um elevado valor no MCP. A quarta distorção foi a introdução do chamado *moral hazard*. A elevada exposição financeira das distribuidoras no MCP demandaria reajustes extraordinários das tarifas, que estavam artificialmente baixas por motivos políticos, o que foi impedido no ano de 2013 por transferências realizadas pelo Tesouro e, posteriormente, por meio de empréstimos bancários bilionários contraídos pela CCEE, que seriam pagos ao longo do período de 05 anos. Os aumentos tarifários só vieram a ocorrer em 2015 e 2016, após as eleições presidenciais de 2014, e o *moral hazard* foi o preceito de que, em situações de *stress* do sistema, seria papel do Governo socorrer os diferentes agentes do mercado, dado que o fez anteriormente com as distribuidoras.

Em 2015, o SEB se encontrou novamente em *stress* devido ao alto valor do PLD e à baixa geração hidroelétrica, o que deixou os geradores hidroelétricos com enormes exposições no MCP. Dado que anteriormente o Governo havia ajudado as distribuidoras, houve uma forte pressão dos geradores por algo parecido. Inicialmente, houve uma negativa de se conceder algo aos geradores, o que redundou em um duro processo de disputas legais e ações judiciais, que acabaram por deixar paralisadas as liquidações do MCP e, de certo modo, impactaram severamente o funcionamento comercial do SEB. O Governo tentou superar os problemas com a Lei nº 13.203/2015, que estabeleceu a repactuação do risco hidrológico com regras específicas para o ACR e ACL, as quais seriam reguladas pela ANEEL.

Na prática, os geradores hidroelétricos com contratos no ACR aceitaram a repactuação e os que estão no ACL negaram, pois os termos regulados pela ANEEL não tornaram economicamente atrativa a repactuação.

Visando dar mais transparência aos fundos de recursos do SEB e viabilizar uma solução para a sobrecontratação das distribuidoras, foi promulgada a Lei nº 13.360/2016, que transferiu da Eletrobrás para a CCEE a administração da Reserva Global de Reversão (RGR), da Cota de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e estabeleceu que as distribuidoras poderiam vender os excedentes de contratos para o ACL. Essa venda de excedentes para o ACL se deve à retração do consumo provocada pela recessão da economia brasileira no biênio 2015-2016 e à migração de consumidores livres e especiais do ACR para o ACL, o que foi motivado especialmente pela diferença de preços entre os dois ambientes.

O atual contexto do SEB sugere novamente um movimento do Estado para a consolidação de um desenho de mercado no qual a competição e a participação de *players* privados volte a ser um elemento central para a eficiência alocativa. Corrobora neste sentido a Consulta Pública nº 33 do MME, que apresenta para a sociedade uma proposta de um novo desenho de mercado para o SEB, com a criação de um Mercado de Capacidade (separação de lastro e energia), preços horários e fim dos descontos no fio para as fontes incentivadas. A expectativa é de que, a partir dessa consulta pública, seja publicada uma medida provisória a ser convertida em lei no primeiro trimestre de 2018, com a regulamentação ocorrendo por meio de decretos ao longo de 2018 e 2019.

7.3. O Desenho de Mercado do SEB

7.3.1. Organização Institucional

A atual organização institucional do SEB é basicamente estabelecida pelas Leis nº 10.848/2004 e 10.847/2004, que fundamentaram a segunda reforma promovida na Fase mista ou concorrencial, e acabaram por redundar no MSEB-2004. A seguir, uma descrição sucinta do papel de cada uma das instituições, a qual também é demonstrada na Figura 7.1:

- **Congresso Nacional:** responsável pela elaboração e aprovação de leis. Normalmente é ativo em discussões e estabelecimento do marco legal de setores estratégicos da economia, algo que é bastante presente no setor elétrico.
- **Presidência da República:** além de poder propor leis para apreciação e aprovação do Congresso Nacional, cabe ao Presidente da República emitir decretos que detalham e direcionam as grandes linhas direcionadoras das leis, que foram aprovadas pelo

Congresso. No SEB, é comum que os decretos estabeleçam detalhes do desenho de mercado e do seu funcionamento.

- **CNPE:** conselho criado pela Lei nº 9.478/1997, sendo presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Também integram como membros efetivos o Ministro de Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, o Ministro do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, o Ministro da Fazenda, o Ministro do Meio Ambiente, o Ministro da Indústria, Comércio Exterior e Serviços, o Ministro-chefe da Casa Civil, o Ministro da Integração Nacional, o Ministro da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Secretário-Executivo de Minas e Energia. Como membros designados, participam um representante dos Estados e do Distrito Federal, um representante da sociedade civil especialista em energia e um representante da universidade, também especialista no tema. O objetivo do CNPE é dar as grandes linhas direcionadoras para a política energética do país, equilibrando os diversos interesses da nação. As reuniões são convocadas pelo Ministro de Minas e Energia e normalmente ocorrem uma vez ao ano, com maior frequência em situações específicas.
- **MME:** responsável por implementar a política energética e propor políticas que incentivem o desenvolvimento do mercado, atração de investimentos e eficiência alocativa. O MME também representa o Estado como Poder Concedente para as usinas.
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** foi criado pelo Decreto nº 5.175/2004 e tem como função acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país. Integram o CMSE quatro representantes do MME e um indicado da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. As reuniões normalmente ocorrem em base mensal e as decisões dessas reuniões normalmente se desdobram em ações operacionais e, eventualmente, em novas regulamentações.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** foi criada pela Lei nº 10.847/2004 e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, funcionando, na prática, como um corpo técnico de apoio ao MME e ao CMSE na tomada de decisões técnicas e políticas. O corpo diretivo da EPE é normalmente indicado pelo MME.
- **ANEEL:** a Agência foi criada pela Lei nº 9.427/1996 no contexto do início das privatizações e com uma lógica de regulação anglo-saxã, visando à abordagem por incentivos e o equilíbrio de relações entre todos os agentes do setor. A ANEEL tem por atribuições regular as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização

de energia elétrica, sendo também responsável pelo estabelecimento de tarifas, fiscalização da aplicação das normas e construção das usinas e linhas de transmissão, como também promover as atividades de outorgas de concessão, desde que delegadas pelo Governo Federal.

- **Operador Nacional do Sistema (ONS):** foi criado pela Lei nº 9.648/1998, com alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004. É o órgão responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento dos sistemas isolados, sendo fiscalizado e regulado pela ANEEL. O ONS utiliza como direcionador, para definição do despacho das usinas, os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo CEPEL, e, na prática, é adotada uma abordagem *tight pool*, que também é conhecida internacionalmente como *cost-based*, sem a realização de Leilões DAM ou IDM-RTM para a operação do sistema. Observa-se que, apesar da natureza pública, o ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, com os seus custos cobertos pelas empresas participantes das operações de transmissão, os quais são submetidos à aprovação da ANEEL.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** foi criada pela Lei nº 10.848/2004 como sucessora do MAE. A CCEE é o órgão responsável pela operação do mercado de energia elétrica, incluindo como principais atribuições a medição dos volumes físicos de energia elétrica, registro de todos os contratos do ACR e ACL, a realização dos leilões do ACR e a contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP) em base mensal. A partir de 2014, este órgão também passou a ser responsável pela gestão de diversos fundos públicos relacionados ao setor elétrico. Também é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, cujos custos são cobertos pelos participantes do mercado na proporção da energia comercializada nos últimos doze meses, estando sujeito à aprovação da ANEEL somente os custos relacionados à gestão dos fundos públicos, que são pagos conforme a regulação específica de cada um desses fundos.
- **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL):** o CEPEL foi instituído por meio de escritura pública em janeiro/1974 pelas empresas estatais do grupo Eletrobras. Apesar de não estar na estrutura formal de decisão ou no arranjo institucional formal, o CEPEL possui um papel-chave na atual estrutura organizacional do SEB, pois é o responsável pela construção dos modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, que direcionam a operação física do sistema e a ordem de mérito de despacho das usinas no

formato *tight pool* adotado no Brasil. Os sistemas NEWAVE e DECOMP acabam por determinar o Custo Marginal de Operação (CMO), sendo processados pelo ONS para esse fim. Na dimensão comercial, esses sistemas também são utilizados pela CCEE para obtenção do PLD.

Figura 7.1 – Arranjo Institucional do SEB

Fonte: ANACE (2017)

7.3.2. Macro desenho

O atual desenho de mercado do SEB¹⁵⁵ pode ser descrito como um mercado atacadista, com despacho no formato *tight pool* e contabilização e liquidação das diferenças no formato *net pool* obrigatório. A justificativa para essa definição é apresentada a seguir.

O mercado é considerado atacadista, pois a liberdade de escolha de supridor da *commodity* energia elétrica, e a consequente participação no ACL, só é permitida para os consumidores livres que possuam demanda contratada¹⁵⁶ acima de 3 MW, ou para os consumidores especiais com demanda contratada individualmente, ou no regime de comunhão, entre 0,5 MW e 3 MW, e que comprem de fontes consideradas incentivadas, ou seja, PCH, eólica, biomassa e solar. Existem projetos para diminuir os critérios de elegibilidade para

¹⁵⁵ Considerado-se as leis, decretos e regulamentações vigentes em maio/2017. Observando-se que a data de corte é um ponto importante quando se estuda o SEB, dado que o setor está passando por uma constante evolução regulatória.

¹⁵⁶ Entende-se por demanda contratada ter um contrato de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) com a distribuidora.

participação no ACL, como o Projeto de Lei nº 1.917/2015, que criaria a portabilidade da conta de energia elétrica, o que, combinado com o comercializador varejista transformaria, o Brasil em um mercado varejista. A Consulta Pública nº 33 do MME propõe a liberação para participar do ACL de todos os consumidores do chamado Grupo A até o ano de 2028.

O formato de despacho é considerado *tight pool*, pois se trata de um procedimento coordenado centralizadamente pelo ONS, utilizando-se os modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP. Nesse processo de despacho são considerados os custos de geração (CVU) por MWh para as usinas termoeletricas e a previsão de afliências e de geração das pequenas usinas (PCHs, biomassa, eólicas e solar PV). As usinas não possuem a liberdade de submeterem lances e não há Leilões DAM ou IDM-RTM. Além disso, devem obedecer rigorosamente ao despacho centralizado e, se apresentarem falhas de performance em índices superiores aos de referências (Taxa de Indisponibilidade Programada – TEIP, Taxa de Indisponibilidade Forçada – TEIF), são penalizadas no montante de energia que podem comercializar e/ou ainda devem ressarcir o déficit de geração pela diferença entre o PLD e o CVU se possuem contratos com as distribuidoras na modalidade disponibilidade (CCEAR D).

A contabilização e liquidação das diferenças entre os volumes contratados e o realizado fisicamente obedecem ao *net pool* obrigatório. Esse processo é conhecido como contabilização e liquidação do MCP e é realizado pela CCEE, sendo consolidado em base mensal, considerando as diferenças entre recursos e requisitos horários, e as diferenças são valoradas ao PLD, o qual é definido em base semanal. É chamado *net pool* obrigatório, pois todos os agentes integrantes do mercado são participantes compulsórios e liquidam somente o líquido das posições contratuais e físicas.

Outra forma de analisar o desenho de mercado do SEB é considerar os diferentes tipos de contrato, o ambiente de contratação e a antecedência da celebração. A Figura 7.2 demonstra o desenho de mercado do SEB com essa abordagem, a qual também é utilizada internacionalmente pela *International Energy Agency*.

O Brasil possui o ACR e ACL, podendo os vendedores escolherem entre os dois ambientes (com exceção das usinas enquadradas em CCGFs, CCENs e Itaipu). Os consumidores regulados são as distribuidoras, que adquirem energia elétrica por meio dos Leilões do ACR, chamada pública para geração distribuída (limitado a 10% do mercado) ou algum regime de cotas regulado por tarifa (CCGF, CCEN, PROINFA e Itaipu).

Os contratos originados de energia nova dos leilões do ACR são celebrados com uma antecedência entre 7 e 3 anos do início de suprimento, o que pode ser considerado longo prazo. O prazo de suprimento desses contratos é de, no mínimo, 15 anos, e no máximo 30 anos, período

normalmente definido pelo MME, que considera as condições de mercado e o tempo necessário para que o PPA seja atraente para obter *funding*.

Os contratos originados de energia existente dos leilões do ACR são celebrados entre 5 e 1 ano de antecedência do início do suprimento, o que pode ser considerado médio prazo. São celebrados PPAs com período mínimo de 1 ano e máximo de 15 anos, sendo o MME responsável por essa definição, considerando-se basicamente as condições de mercado.

Figura 7.2 – Atual Desenho de Mercado do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Os contratos de energia de reserva são celebrados entre 5 e 3 anos de antecedência do início de suprimento e com um prazo de duração entre 15 e 35 anos. Normalmente se realizam leilões para essa modalidade de contratação, com exceção da contratação da usina nuclear Angra III, que foi por meio de uma decisão político-administrativa. No desenho de mercado do SEB, a energia de reserva não desempenha o papel clássico dos demais países de um atendimento a condições extremas do sistema, mas funciona como uma geração na base, que não compõe lastro de compra e aumenta a reserva de capacidade disponível no SIN.

Os contratos dos regimes de cota são exclusivamente para o ACR e o prazo de duração varia de acordo com o regime de enquadramento. Os CCGFs possuem validade de 30 anos, sendo que, decorrido esse prazo, as usinas serão relicitadas e os novos vencedores estarão automaticamente enquadrados no mesmo regime, por um igual período de 30 anos e com um

contrato equivalente a 70% da garantia física da usina. Os CCENs possuem validade por toda a vida útil da usina, dado que a Constituição e o arcabouço legal concedem ao Estado brasileiro o monopólio para exploração da energia nuclear. Em relação ao Tratado de Itaipu, a comercialização da energia elétrica é realizada no ACR, com as distribuidoras do Sul e Sudeste, também por meio de um regime de cotas, cuja validade vai até o ano de 2023, período em que será quitada a dívida da usina e deverá vigorar um novo regime comercial, inclusive sobre o montante de 50% de propriedade do Paraguai. Por fim, tem-se a contratação por meio de cotas do PROINFA, que é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, instituído pela Lei nº 10.438/2002 e administrado pela Eletrobras, com alocação das cotas para o ACR e ACL, cujos contratos com data de vencimento mais longa se encerram em 2031.

O ACL normalmente realiza contratos para entrega futura, chamados **contratos forward**, com antecedência, em geral, não maior que 04 anos e de até 01 mês do mês de referência de entrega¹⁵⁷. Para o mês de referência, são firmados os **contratos spot**, os quais são fortemente influenciados pelo PLD. Ainda, existe a opção de celebrar **contratos ex-post**, ou seja, em um período de até 08 dias úteis após o encerramento do mês podem ser firmados contratos para cobrir a posição do mês que se encerrou.

Por fim, tem-se a operação do sistema, que é coordenada pelo ONS, contemplando o despacho das usinas e que considera o balanceamento do sistema e os serviços ancilares. Destaca-se que um empreendedor, ao obter uma outorga ou autorização de uma usina, submete-se aos procedimentos de rede, que são estabelecidos pelo próprio ONS e regulados pela ANEEL.

Nesta subseção, apresentou-se o macrodesenho; nas próximas, serão analisadas características específicas do desenho de mercado do SEB.

7.3.3. *Ambientes de Comercialização: ACR e ACL*

O MSEB-2004, que é a base do atual desenho de mercado do SEB, foi basicamente constituído pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004. Uma das inovações desse arcabouço legal foi a constituição de dois ambientes de comercialização de energia elétrica: o ACR e o ACL. Destaca-se que o principal direcionador para a constituição dos dois ambientes foi a liberdade de escolha e de contratação que seria dada aos diferentes tipos de consumidores.

¹⁵⁷ Não existe nenhuma restrição legal para o registro de contratos com maior antecedência, sendo o prazo mencionado o mais comum verificado na CCEE, o que pode ser observado nos relatórios InfoMercado.

No contexto de concepção do MSEB-2004, havia uma discussão técnica e política sobre qual desenho de mercado deveria ser adotado. Uma parte dos técnicos e especialistas defendia um retrocesso no aspecto competitivo, abandonando-se a ideia de um mercado atacadista, e que fosse adotado um *Single Buyer*. Contudo, implementar um *Single Buyer*¹⁵⁸ não seria uma tarefa fácil, dada a enorme quantidade de recursos financeiros que precisaria ser alocado para readquirir empresas e estruturar o SEB com essa abordagem. Todavia, também havia uma discussão sobre como garantir a segurança do suprimento por um modelo atacadista, cujo preço marginal era extremamente volátil, devido à hidrologia. Ao final, adotou-se uma solução mista, que seria manter o desenho de mercado atacadista com liquidação das diferenças ao preço marginal (PLD), mas combinar uma abordagem similar a de um *Single Buyer* na aquisição da maior parte da energia elétrica com os leilões do ACR.

O ACR é caracterizado pela participação, na ponta de venda, de geradores (PIEs) e comercializadoras, sendo que as comercializadoras só podem atuar nos leilões de energia existente. Na ponta de compra estão as distribuidoras de energia elétrica, que devem atender os seus consumidores. A contratação é normalmente realizada por meio dos leilões do ACR, ou por meio de chamada pública para geração distribuída, que não pode ultrapassar 10% da carga da distribuidora. Também são alocados às distribuidoras contratos compulsórios com uma regulação por custo de serviço, no qual os geradores recebem uma tarifa, tais como os mencionados CCGFs, CCENs, PROINFA e Cotas de Itaipu. Logo, os contratos do ACR são normalmente regulados quanto ao preço, montante e prazo de suprimento, sendo que só há liberdade para definição do preço no momento da competição nos leilões do ACR.

O ACL tem, na ponta de venda, geradores, PIEs e comercializadoras. Na ponta de compra estão os próprios geradores, PIEs e comercializadoras, além dos consumidores livres e especiais. Os consumidores livres e especiais não podem vender livremente energia. Logo, a estes é facultado o direito de realizar cessão de montantes com base em seus contratos já firmados. Na prática, os consumidores livres e especiais realizam contratos de compra com acordos que não são registrados na CCEE e que lhes permitem repassar a energia para outro consumidor por meio de uma comercializadora. Os contratos do ACL são livremente pactuados, no que tange a preço, montante e prazo de suprimento, podendo ser firmados em plataformas de negociação ou em formato balcão (OTC).

¹⁵⁸ Um dos problemas técnicos e financeiros de se constituir formalmente um *Single Buyer* no contexto do MSEB-2004 seria o risco de crédito, pois uma única entidade central seria responsável por contratar toda a energia elétrica para o SEB e gerir todos os recursos. Um dos argumentos contrários a isso seria que essa entidade jurídica provavelmente seria estatal e, no momento de se obter empréstimos para financiar uma nova usina, os valores seriam muito mais elevados devido a esse risco de crédito que seria precificado.

Tabela 7.1 – Contratação do ACL e ACR

	Ambiente de Comercialização Livre (ACL)	Ambiente de Comercialização Regulado (ACR)
Participantes	Geradoras, Comercializadoras, Consumidores Livres e Especiais	Geradoras, Distribuidoras e Comercializadoras. As Comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de Leilões do ACR promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordado livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela ANEEL, seja os contratos dos Leilões do ACR ou os contratos de cotas
Preço	Acordado livremente estabelecido entre as partes	Estabelecido no Leilão ou no mecanismo regulatório

Fonte: CCEE (2017a)

Uma inovação introduzida pela Lei nº 13.360/2016 é a possibilidade de venda de excedentes de contratos das distribuidoras do ACR para o ACL, ou seja, abriu-se um novo meio de comunicação entre os ambientes de comercialização. Logo, se as distribuidoras ficarem sobrecontratadas tem a opção de utilizar esse mecanismo, o que pode ser útil para trazer liquidez ao ACL. Logicamente as condições de mercado é que dirão se essa venda de excedentes era eficiente ou não, dado que as distribuidoras necessitam vender a um preço igual ou maior do que o preço de compra, e os participantes do ACL só tendem a comprar esses excedentes se o PLD for mais alto do que o preço que obtenham no certame.

Por fim, um mecanismo que tem sido utilizado desde julho/2016 é o MCSD de Energia Nova, que foi regulado por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 693/2015 e 727/2016.

Esse mecanismo permite às Distribuidoras trocar entre si montantes de energia lastreados em LENs. Caso, após as trocas, ainda se verifiquem sobras, é permitida a oferta de redução de contratos dos vendedores, que terão seus contratos reduzidos em uma ordem que se inicia com os CCEARs mais caros. Do ponto de vista das distribuidoras e vendedores, o mecanismo é eficaz, porém, de forma indireta, traz custos mais elevados para os consumidores do ACR. As distribuidoras, ao reduzirem contratos independentemente do preço, podem ter o seu preço médio de repasse tarifário elevado, o que acaba por ser repassado aos consumidores. Adicionalmente, a redução dos contratos permite aos vendedores venderem para o ACL, o que, aparentemente, não seria um problema. Porém, se essa energia for de usinas de fontes incentivadas, permite-se uma venda com desconto nas tarifas de fio, o que acaba por onerar os consumidores do ACR, que terão de subsidiar esse desconto.

7.3.4. Capacidade Instalada de Geração

Em agosto/2017 a capacidade instalada de geração no Brasil era de 153,4 GW, sendo que a tecnologia hidráulica representava 64,75% distribuídos em usinas hidroelétricas, com 61,17%, pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), com 3,22%, e centrais de geração hidroelétricas (CGHs), com 0,36%. As usinas termoelétricas representavam 26,74% (incluindo biomassas) e a tecnologia eólica representava o montante de 7,12%.

O Brasil possui uma forte tradição na tecnologia hidráulica e, de certo modo, nas demais fontes renováveis. Todas as tecnologias renováveis representavam 79% do total da capacidade instalada em ago/2017, destacando ainda que as tecnologias eólicas e biomassa representam, individualmente, ao redor de 7% do total do mercado, com uma tendência de crescimento especialmente para a tecnologia eólica.

7.3.5. Consumo

O SEB ocupa entre a oitava e nona posição entre os maiores mercados consumidores de energia elétrica do mundo, dependendo da fonte e das premissas adotadas. Em 2016, o Brasil apresentou um consumo de 540,5 TWh, com um crescimento médio de 2% a.a. no período 2010-2016. Observa-se que, no horizonte 2010-2014, o crescimento foi de 3,09% a.a., uma taxa expressivamente superior, o que se reverteu em 2015 e 2016, biênio que o mercado não cresceu devido à crise econômica.

Figura 7.3 – Capacidade Instalada do Brasil, ago/2017

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ANEEL (2017)

O ano de 2015 apresentou uma retração de 0,57% em relação a 2014 e, em 2016, o crescimento foi marginal, de apenas 0,32%, em comparação a 2015. A Figura 7.4 demonstra a evolução do consumo total do SEB no período 2009-2016 (CCEE, 2017a) e as estimativas para o período 2017-2023 consideradas na revisão periódica da carga realizada pelo ONS em maio/2017.

Outro ponto relevante na análise do consumo do SEB é a composição percentual do ACR e ACL. Em momentos de recessão econômica, é normal o ACR manter um consumo estável e ter apenas impacto em seu crescimento, enquanto o ACL é mais sensível e tende a apresentar uma maior retração. No ano de 2010, o ACL representou 25,75% da carga do SIN, número que permaneceu relativamente estável até 2016 (25,49%), mesmo com a consistente migração de consumidores livres e especiais do ACR para o ACL, o que comprova que o ACL, que é composto por indústria e instalações comerciais, sente de forma mais relevante a retração econômica. Todavia, em 2017 verifica-se uma tendência de maior participação percentual do ACL devido a melhora do cenário macroeconômico, a qual estima-se que deve se situar ao redor de 30%.

Figura 7.4 – Consumo do SIN em MWmédio, 2009-2023

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017a)

Figura 7.5 – Consumo ACR e ACL, jan/2010-abr/2017

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017a)

7.3.6. Preço

O SEB utiliza uma abordagem baseada no custo (*cost based* ou *tight pool*) para despachar as usinas e determinar o CMO e o preço do mercado *spot* (PLD). Um dos principais argumentos para utilizar um modelo de despacho centralizado por custo é a preponderância das usinas hidroelétricas no parque brasileiro. Logo, os formuladores de política e a maior parte dos agentes do SEB entendem que a utilização de modelos matemáticos com o objetivo de equilibrar o uso presente da água e o benefício do uso futuro, em função de seu armazenamento, seria mais eficiente para formar o preço de liquidação das diferenças do mercado *spot*.

Os modelos matemáticos para o cálculo do CMO e do PLD são o NEWAVE e o DECOMP, os quais são desenvolvidos pelo CEPEL e utilizados pelo ONS para operação dos sistemas com base no CMO, como também para a contabilização e liquidação do MCP pela CCEE, na forma de PLD. O DECOMP é o modelo de curto prazo que indica o despacho individualizado das usinas, sendo que o NEWAVE é o modelo de médio prazo que analisa dados e componentes até o 60º mês em relação ao momento de referência. Esses modelos matemáticos calculam o CMO e o PLD em três patamares diferentes de carga: leve, média e pesada.

Apesar de na origem serem gerados pelos mesmos modelos matemáticos, verificam-se diferenças conceituais importantes entre o CMO e o PLD. O PLD utiliza uma abordagem comercial, sendo estabelecido a partir do CMO, aplicando-se um piso e teto sobre o valor puro

do Custo Marginal de Operação propriamente dito. Adicionalmente, para o cálculo do PLD são retiradas as restrições internas dos submercados, entendendo-se que, dentro de uma mesma zona, o preço seria único, observando somente as restrições de intercâmbio entre os quatro submercados presentes no Brasil (SE/CO, S, NE, N).

A Figura 7.6 mostra os preços médios mensais nos quatro submercados. Observa-se que normalmente as curvas apresentam o mesmo comportamento, o que indica o esforço do ONS em realizar intercâmbios entre as diferentes regiões e deixar o preço harmonizado. Todavia, em alguns momentos, ocorrem descolamentos, seja por uma situação de escassez, seja por um cenário de abundância. Também é perceptível notar que, dada a forte preponderância de hidroelétricas, o PLD é muito sensível às condições climáticas, sendo observável um momento de forte elevação no preço nos primeiros cinco meses de 2008 e também no período 2012-2017.

7.3.7. Garantia Física (GF)

Para a comercialização de energia elétrica um dos parâmetros mais importantes é a Garantia Física (GF) das usinas, ou seja, é um cálculo matemático realizado pela EPE e validado e publicado pelo MME que é o montante máximo que uma usina pode comercializar de energia elétrica sem que incorra em penalidades para os seus proprietários.

Figura 7.6 – PLD médio mensal por submercado, mar/2003-jul/2017

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017g)

O cálculo é realizado de forma diferente para cada uma das tecnologias, havendo uma maior complexidade para hidroelétricas e termoeletricas com CVU diferente de zero, e sendo mais simplificado para usinas eólicas, solar PV e biomassa.

A GF é expressa em MW médios e depois é convertida nos processos de contabilização do MCP em MWh, o que será utilizado para se apurar a posição financeira final dos agentes contra os contratos registrados.

O cálculo da GF para uma hidroelétrica utiliza o modelo NEWAVE e o Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (SUIHI) para simulações da produção e operação da usina hidroelétrica visando o atendimento do sistema considerando um determinado risco de segurança de suprimento.

O atual critério de risco de suprimento foi definido pelo CNPE em 2008¹⁵⁹ e considera que o CMO deverá ser igual ao CME, o que significaria a indiferença entre operar o parque existente ou construir uma nova usina, sendo o CME estabelecido previamente pelo MME, o qual normalmente utiliza os resultados obtidos nos Leilões do ACR, observando que este critério de suprimento deverá respeitar o limite máximo de 5% de risco de déficit em cada submercado ou subsistema (BRITO, 2016).

O critério adotado anteriormente admitia um risco de déficit máximo de 5% e, para isto, admitia-se que para cada ano da simulação fossem observados cenários hidrológicos que apresentassem déficit de suprimento da ordem de 5% do total da amostra.

No processo de cálculo observa-se ainda uma carga crítica¹⁶⁰ que deve ser atendida por este parque gerador a qual será rateada pelas usinas do sistema. Primeiro se divide a carga crítica a ser atendida entre usinas em hidroelétricas e termoeletricas (com CVU), considerando as proporções relativas obtidas pelas simulações do CMO obtidos no modelo NEWAVE. Após a divisão da carga que será atendido por cada bloco de usinas, é realizado para as usinas hidráulicas um rateio em função da geração média no período crítico, o que é conhecido como energia firme. As usinas termoeletricas tem o cálculo da GF em função da geração obtida nas

¹⁵⁹ Resolução CNPE nº 9/2008 e Portaria MME nº 258/2008.

¹⁶⁰ BRITO (2016) descreve como é calculada a carga crítica: “Em termos de cálculo, a garantia física das usinas é obtida a partir do rateio da Garantia Física do sistema que é definida como a máxima demanda (média anual) que pode ser suprida por um determinado conjunto de geradores (hidrelétricas, termelétrica) atendendo ao critério econômico de suprimento, ou seja, quando o valor esperado do custo marginal de operação se iguala ao custo marginal de expansão e atendendo ao critério físico de suprimento que é respeitando o risco de déficit anual máximo de 5%, em cada subsistema. A determinação da GF do Sistema Interligado é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico para o ano de interesse, empregando-se o modelo Newave. No processo iterativo de ajuste da carga total, mantém-se uma proporção fixa entre as demandas dos subsistemas Sul e Sudeste, assim como as dos subsistemas Norte e Nordeste. O processo é considerado convergido quando são atendidos os critérios de suprimento econômico e físico, admitindo-se uma tolerância. A carga resultante, cuja operação hidrotérmica simulada atende ao critério preestabelecido, é chamada de carga crítica.”

simulações do NEWAVE, limitando a disponibilidade máxima das usinas, e o excedente é rateado pelas demais térmicas do sistema com base nas gerações estimadas. A Figura 7.7 desenvolvida por Brito (2016), apresenta de modo esquemático o cálculo da GF para hidroelétricas e termoeletricas com CVU.

O cálculo da GF para as usinas eólicas considera as medições anemométricas e climatológicas certificadas e os cenários para um período de 20 anos, e a partir disto calcula-se a média de geração obtida pela lógica P90 respeitando uma taxa de TEIF, ou seja, observa-se a estimativa de geração média da usina nos 10% piores cenários de registro anemométrico. Em outras palavras significa dizer que se considera que a geração estimada possui 90% ou mais de probabilidade de ocorrência, dado que se observa os 10% piores cenários. Esta lógica foi introduzida em 2013, e anteriormente se utilizou a lógica P50, no qual a GF possui menor probabilidade de ser atingida nos cenários de geração real.

O cálculo da GF para as usinas solar PV observa o mesmo procedimento do cálculo para as usinas eólicas, mas com uma lógica P50.

Por fim o cálculo das usinas solares heliotérmicas, das usinas termoeletricas não despachadas centralizadamente e das usinas térmicas com CVU igual a zero é a média anual da disponibilidade energética da usina.

Figura 7.7 – Procedimento de cálculo da GF para hidro e térmicas com CVU

Fonte: BRITO (2016)

Em outras palavras, o cálculo da GF para o SEB representa, no caso das usinas hidroelétricas e termoeletricas, a capacidade de contribuição dessas usinas para o atendimento

da carga crítica, observando características físicas e econômicas sob determinada modelagem matemática e estatística. Para as demais tecnologias, o cálculo da GF é basicamente a média de disponibilidade da fonte primária, observado critérios estatísticos para segurança da estimativa de geração da usina. A GF é para o SEB uma medida de confiabilidade e conhecida no jargão comercial e regulatório como lastro.

7.3.8. Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a utilização ótima dos recursos hídricos do SIN. O MRE abrange as usinas hidrolétricas que estão sob a lógica do despacho centralizado do ONS, e as PCHs podem aderir de forma opcional. As usinas hidroelétricas são despachadas pelo ONS considerando os resultados obtidos pela utilização dos modelos DECOMP e NEWAVE para um determinado período de operação, sendo que a produção total destas usinas é rateada por todas as usinas que estão no mecanismo pela proporção da GF (CCEE, 2017c).

As usinas cedentes recebem das usinas cessionárias um valor chamado Tarifa de Energia de Otimização (TEO) para cobrir os custos de O&M¹⁶¹.

Figura 7.8 – Procedimento de alocação do MRE

Fonte: CCEE (2017c)

¹⁶¹ Este valor é anualmente definido pela ANEEL, e para o ano de 2017 é equivalente a R\$ 11,58/MWh, sensivelmente inferior aos preços de energia elétrica praticados pelo mercado, inclusive inferior ao PLD mínimo para o mesmo ano que é de R\$ 33,68/MWh.

A lógica do MRE foi estabelecida no contexto do modelo RE-SEB, assumindo-se que as diferentes bacias hidrográficas em um país continental como o Brasil seriam melhor operadas e otimizadas se operadas por um mecanismo central. Também motivou a criação deste mecanismo a realidade brasileira de ter usinas alocadas em um mesmo rio em cascata, e em várias situações com diferentes proprietários, e a operação individual poderia levar a uma desotimização do sistema.

Os críticos do MRE alegam que o mecanismo só funcionaria em situações de abundância hídrica e que, em situações de *stress* do sistema, as usinas com maior produção em relação a sua GF tenderiam a apresentar queixas a ANEEL ou até mesmo judicializarem o mecanismo. Outro ponto de crítica é que o MRE leva a uma lógica de *tight pool*, no qual o ONS analisa o despacho com uma lógica de custos, o que acaba por se refletir na formação de preços do mercado spot e transforma-se numa barreira para a formação de preços por meio de oferta dos agentes de mercado.

7.3.9. *Lastro e energia (bundle)*

O Brasil historicamente comercializa um *bundle* composto por lastro e energia, sendo que o conceito de lastro pode se dizer como uma especificidade ou uma forma tipicamente do SEB tratar a Confiabilidade. Do ponto de vista formal e jurídico, o lastro de venda de um agente de mercado seria a garantia física e os contratos de compra, destacando-se que o MREB-2004 estabeleceu a obrigação de ter 100% das posições de venda e consumo lastreados, o que, na prática, implica que as usinas devem ser emissoras de lastro do sistema. O objetivo de cobrir 100% da venda e da compra com lastro visa atender ao preceito de segurança do sistema, ou *Supply Adequacy* no jargão internacional.

A preocupação com a segurança do suprimento está presente não somente na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004, mas também em toda a estrutura regulatória decorrente, com destaque para as regras e procedimentos de comercialização, inclusive com tratamento especial para a energia adquirida de fontes incentivadas (PCH, biomassa, solar PV e Eólica) que possuem direito a desconto na tarifa de uso do fio (TUSD ou TUST).

Vale destacar que há uma problemática em contratar lastro e energia juntos, sendo possível identificar ao menos quatro pontos de atenção: (i) complexidade regulatória; (ii) limita alternativas de desenho de mercado; (iii) força a dependência de decisões governamentais para o funcionamento e/ou ajuste do mercado; e (iv) limita a expansão do ACL.

- **Complexidade regulatória:** ao tratar o lastro em conjunto com a energia, as regras e procedimentos de comercialização diminuem a liquidez do mercado ao estabelecer uma série de controles e obrigações de cobertura de venda ou consumo para evitar uma posição estruturalmente descoberta. Todavia, para isso, utilizam-se ferramentas de controle *ex-post* na contabilização do MCP, o que torna a referida contabilização mais complexa e o mercado menos líquido. Normalmente, ao se analisar os mercados internacionais mais desenvolvidos e com maior escolha do consumidor, observa-se que a contabilização do tempo real e o MCP verificam exposições financeiras das posições *long* e *short*. Em outras palavras, o MCP caracteriza um mercado de diferenças valoradas ao preço à vista, sendo que a realização de contratos de energia deveria ter como racional, para o agente, se proteger desse preço e não necessariamente remunerar ou assegurar a infraestrutura de geração. Assim, a complexidade regulatória do SEB é elevada e a ANEEL e a CCEE quando regulam e operam o mercado, respectivamente, se deparam com diversas situações complexas como, por exemplo, quando um agente vendedor está coberto no lastro global, mas exposto na venda de energia incentivada.
- **Limitação de alternativas de Desenho de Mercado:** ao se desenhar um mercado de energia elétrica e ao se estruturar os elementos de arquitetura de mercado é necessário considerar uma série de objetivos e *trade-offs*. Nesse sentido, o *slicing* de produtos facilita o processo de desenho de soluções, dado que fica mais fácil isolar os efeitos ou identificar os incentivos de uma regulação específica. O *bundle* lastro e energia dificulta, por exemplo, estabelecer um sistema de garantia financeiras mais eficiente para o MCP, dado que o registro de contrato necessita contemplar não somente as posições físicas e contratuais dos agentes, mas também os seus “direitos” à comercialização representados pela GF e, eventualmente, por mecanismos centrais de alocação de risco, em especial o MRE.
- **Força a dependência de decisões governamentais para o funcionamento e/ou ajuste do mercado:** em situações em que há um forte descolamento do mundo físico (energia elétrica) com os cálculos regulatórios de referência que refletem o lastro, é necessário estabelecer novas regulações ou acordos para evitar disputas administrativas e judiciais. Um exemplo claro desse problema é o entendimento dos geradores hidroelétricos do “direito” a comercializar a GF concedido à usina e à geração efetiva do sistema rateada pela GF (lastro), conhecido no SEB como fator MRE ou GSF.

- **Limita a expansão do ACL:** dado que a comercialização é conjunta e não há um mercado específico para o lastro (Mercado de Capacidade ou confiabilidade), os projetos acabam sendo viabilizados majoritariamente por meio de leilões do ACR. Isso limita a expansão do ACL, dado que, para assegurar o suprimento, são necessárias novas usinas que só são possíveis pela parcela do consumo que ainda é regulada. Em outras palavras, o ACL bate em um “teto”, dado que expandi-lo pode significar diminuição ainda maior do mercado das distribuidoras e, conseqüentemente, da demanda por novos leilões para novas usinas.

Este trabalho entende que a comercialização no formato *bundle* deveria ser revista, com a criação de produtos específicos os quais são detalhados no Capítulo 8.

7.3.10. Transmissão

O segmento de Transmissão no SEB é tratado como um monopólio natural com uma regulação por custo do serviço para um conjunto de linhas já amortizadas. As novas linhas são contratadas por meio de leilões públicos, normalmente realizados na BOVESPA, no formato envelope fechado.

A partir dos resultados dos leilões de geração e com base em estudos coordenados pela EPE e ONS, são realizados os leilões das linhas de transmissão. Os leilões de transmissão são realizados com a lógica da menor tarifa, ou seja, vence o leilão o empreendedor que oferecer o menor valor em relação ao valor teto da chamada Receita Anual Permitida (RAP). Desse modo, as receitas dos transmissores são definidas no momento do certame e são reajustadas anualmente pelo IPCA.

Todos os geradores e distribuidores e eventuais consumidores ligados às redes de alta tensão pagam a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), sendo esse processo gerenciado pelo ONS, o qual é conhecido como Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE). A Tabela 7.2 apresenta os principais números relacionados ao ciclo 2016-2017.

O processo da AMSE contempla todos os dispêndios e gastos relacionados à contratação do sistema de transmissão no Brasil, observando-se que, para o ciclo 2017-2018, a estimativa é de valores da ordem de R\$ 20 bilhões, o qual é expressivamente maior do que os valores do ciclo anterior, devido à autorização da ANEEL para que sejam adicionados nas tarifas de transmissão os valores relacionados às indenizações pela mudança no regime de concessão, que ocorreu no contexto da Lei nº 12.783/2013.

7.3.11. Mercado de Curto Prazo (MCP)

A CCEE é a entidade responsável pela contabilização e liquidação do MCP, ou seja, todas as operações de compra e venda de energia elétrica e as medições físicas de geração e consumo são registradas na Câmara, a qual, por meio de um complexo sistema de regras e procedimentos de comercialização, apura as diferenças entre as posições físicas e os registros comerciais e regulatórios. A contabilização e liquidação do MCP é realizada em base mensal, com cálculos que respeitam a base horária na maioria dos dispositivos regulatórios.

Todos os agentes de mercado devem registrar seus contratos de compra e venda de energia elétrica na CCEE, a partir do sistema CliqCCEE.

Tabela 7.2 – Apuração dos Serviços e Encargos de Transmissão, 2016-2017

USUÁRIOS	Encargos de Uso da Transmissão			Total Ciclo 16/17
	R.Básica	R.Fronteira	Total	
Distribuidores	288.744.898,08	108.865.660,53	397.610.558,61	4.685.748.033,27
Distribuidores (Itaipu)	53.353.346,26	0,00	53.353.346,26	637.684.569,18
Geradores	669.657.308,75	0,00	669.657.308,75	7.889.593.151,64
Exportadores	139.214,86	0,00	139.214,86	15.725.492,35
Consumidores Livres/Pot.Livres	24.733.363,53	203.544,36	24.936.907,89	307.431.304,97
Usuários Temporários	223.599,88	0,00	223.599,88	1.487.865,47
Abatimento devido a PV *	-19.575.801,92	-2.707.211,30	-22.283.013,22	-135.251.621,16
Total Encargos de Uso	1.017.275.929,44	106.361.993,59	1.123.637.923,20	13.402.418.794,21
Encargos Setoriais			Total	Total Ciclo 16/17
Encargos de CDE			8.168.199,07	256.223.786,49
Encargos de PROINFA			23.062.610,58	288.163.815,33
Total Encargos Setoriais			31.230.809,67	513.828.298,05
Total de Encargos Pagos			1.154.868.732,87	13.946.806.396,87

OBS: Não inclui PIS/PASEP e COFINS

Fonte: ONS (2017a)

Os contratos podem ser firmados em plataformas de negociação, com destaque para Brix e para a BBCE, ou em operações típicas de balcão (OTC). Observa-se que no ACR o mais comum são os contratos estabelecidos por mecanismos regulatórios e os originados nos leilões do ACR, cujo registro é realizado automaticamente na CCEE.

Concomitantemente aos registros de contratos, há um mecanismo de coleta de todos os dados de geração e consumo dos agentes da CCEE realizados pelo sistema SCDE. Os dados são coletados diariamente e servirão para o processo de contabilização do MCP.

Esse processo de contabilização do MCP busca apurar as diferenças entre a dimensão comercial (contratos e regulação) e a dimensão física (consumo e geração) do setor elétrico. O SEB, do ponto de vista regulatório e também físico, funciona como um grande condomínio multilateral, ou seja, apesar de os contratos serem bilaterais, uma vez conectado ao SIN, o consumidor e o gerador estão sujeitos a uma série de mecanismos centralizados, alguns por opção regulatória, outros por construção, dado os aspectos físicos relacionados ao produto energia elétrica.

Após o término do mês de referência e respeitado os prazos regulatórios estabelecidos nos procedimentos de comercialização para registro e ajuste dos contratos, a CCEE inicia o processo de contabilização do MCP, com uma rodada chamada prévia, que serve para apresentar uma foto das posições de crédito e débito para o mês de referência.

Os agentes que apresentam posições negativas ou com débitos devem aportar o valor equivalente no banco comercial responsável pela liquidação financeira. Esse processo é conhecido como aporte de garantias financeiras. Após a data de aporte, a CCEE retira da contabilização final os contratos de venda dos agentes que apresentam posição negativa e que não aportaram as Garantias Financeiras requeridas, até o limite desses apresentarem uma posição zerada.

Cumprе ressaltar que o processo se mostra eficaz para evitar vendas finais a descoberto, porém não impede que os consumidores consumam a descoberto, sendo este um ponto sensível e de aprimoramento em um Desenho de Mercado mais dinâmico.

A Liquidação Financeira do MCP ocorre em dois dias, sendo o primeiro dia o dos débitos e o segundo dia o dos créditos. Dada a natureza multilateral do processo, a eventual inadimplência é rateada por todos os credores na proporção de seus créditos. Os inadimplentes estão sujeitos à multa e atualização monetária para o prazo ciclo de contabilização e liquidação do MCP, além de uma série de penalizações e medidas regulatórias, entre essas o desligamento da CCEE. A Figura 7.9 apresenta simplifiadamente o processo de contabilização e liquidação do MCP na CCEE.

Terminada a Liquidação Financeira do MCP são processados dois mecanismos relacionados ao problema do *bundle* lastro e energia: a matriz de desconto e a penalidade de insuficiência de lastro. A matriz de desconto apura se os vendedores e consumidores venderam a energia incentivada com os descontos pertinentes. Caso o vendedor tenha vendido mais do que poderia, será penalizado com um percentual de desconto menor do que a referência regulatória, sendo que esse efeito é transportado também para o consumidor em uma lógica de matriz.

Por sua vez, a penalidade de lastro analisa se todos os vendedores comercializaram energia com cobertura contratual nos últimos doze meses, ou seja, se a somatória de contratos de compra e garantia física das usinas associadas é igual ou superior aos contratos de venda. Do ponto de vista do consumo, apura-se a posição se o consumo dos últimos doze meses é igual ou inferior aos contratos de compra. Caso as posições sejam de déficits, o montante em MWh é dividido por doze e multiplicado pelo maior valor entre o VR e o PLD médio do mês em questão.

Figura 7.9 – Contabilização e Liquidação do MCP

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017a)

7.4. Pontos positivos do SEB

7.4.1. Expansão da geração

A expansão consistente do parque gerador e, consequentemente, sua diversificação, é um ponto positivo do SEB. Em 1980 a capacidade instalada era de 38,8 GW e atingiu o número de 153,4 GW em agosto/2017, o que pode ser observado com maior detalhe na Tabela 7.3.

Em 1980 a capacidade instalada do SEB era composta basicamente por hidroelétricas e complementada com termoelétricas. Ao longo do tempo, as usinas hidroelétricas foram perdendo peso relativo na matriz, com um consistente crescimento das termoelétricas após o ano 2000. A tecnologia eólica que era inexistente no Brasil até o ano 2000, e ganha expressiva

força após o lançamento do PROINFA em 2004, e especialmente após os leilões do ACR, com o primeiro certame em 2009. Outro ponto relevante de análise é que no período 1980-1985 verifica-se um expressivo crescimento decorrente do início da operação comercial da usina de Itaipú. Todavia, no período 1985-1995, ocorreu uma sensível redução do crescimento da capacidade instalada e isso se deve à forte crise econômica que o país enfrentou nessa época.

Entre 2000-2005, o país voltou a crescer a capacidade instalada especificamente com termoeletricas. Isso se deve às ações tomadas para aumentar a segurança do suprimento após o racionamento enfrentado entre 2001-2002. Por fim, é perceptível uma recuperação no crescimento da capacidade instalada na era MSEL-2004, caracterizada pelo mecanismo de leilões do ACR.

Tabela 7.3 – Capacidade Instalada do SIN em MW, 1980-2017 ¹⁶²

Tecnologia	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017
CGH	193,9	208,2	218,4	223,7	236,5	266,3	326,6	495,1	550,5
Eólicas	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7	27,1	933,1	7.676,4	10.920,2
PCH	656,6	690,0	699,1	730,2	756,7	1.323,5	3.378,6	4.693,4	4.944,7
Solar PV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	20,8	144,2
Hidroeletricas	32.029,4	43.193,9	52.596,2	58.973,6	66.211,2	72.152,5	77.313,9	89.587,8	93.857,4
Termoeletricas	5.943,6	6.441,8	6.861,8	7.782,9	10.229,8	21.090,8	29.787,8	39.320,8	41.032,1
Nuclear	0,0	640,0	640,0	640,0	1.990,0	1.990,0	1.990,0	1.990,0	1.990,0
Total	38.823,6	51.173,8	61.015,5	68.350,4	79.445,9	96.850,3	113.730,0	143.784,3	153.439,2
Variação %		31,8%	19,2%	12,0%	16,2%	21,9%	17,4%	26,4%	6,7%

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ANEEL (2017)

A respeito da diversificação da matriz, é relevante apontar que, após o ano 2000 e especificamente após o racionamento, estimulou-se a diversificação das tecnologias. A Figura 7.10 permite visualizar mais claramente a evolução das térmicas (incluindo biomassa), a rápida ascensão da fonte eólica, no período 2010-2017, e espera-se que, nos próximos anos, também ocorra um expressivo crescimento da tecnologia solar PV, tanto em *utility scale*, quanto nas áreas de distribuição, em uma lógica de autossuprimento e geração distribuída.

Apesar de críticas quanto ao desenho de mercado e ao eventual custo elevado da contratação por meio de mecanismos regulados e dos leilões do ACR, é inegável que a expansão da geração é um ponto de destaque do SEB.

¹⁶² Notas: 1. Para o ano de 2017 considerou-se os dados de agosto/2017. 2. A Variação em % refere-se ao corte anterior apresentado, destacando que ao se comparar 2017 com 2015 o percentual é sensivelmente inferior devido ao menor intervalo de tempo.

7.4.2. Fontes Renováveis

O Brasil possui uma forte tradição em fontes renováveis para a geração de energia elétrica. Nesse ponto, vale ressaltar que, internacionalmente, tende-se a não considerar as usinas hidroelétricas de grande porte nas análises referentes às fontes renováveis.

A justificativa para isso é que os grandes reservatórios causam sensíveis impactos ambientais.

Figura 7.10 – Capacidade Instalada do SIN por Tecnologia, 1980-2017

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ANEEL (2017)

E, de fato, o objetivo deste ponto do trabalho é ressaltar a diversificação que o SEB tem provocado e como estão se inserindo as demais fontes renováveis, destacando-se, no caso brasileiro, as eólicas, biomassa, PCHs e CGHs, além da tendência de crescimento da Solar PV.

A Figura 7.11 demonstra que, em 1980, a participação das fontes renováveis era tímida no SIN, com um total ao redor de 3 GW de capacidade instalada. Durante toda a década de 1980 houve pouca evolução nessas tecnologias. Apenas na década de 1990 observou-se um crescimento da biomassa, sendo que, no ano 2000, a capacidade instalada estava próxima de 5 GW. Todavia, após o ano 2000, foram introduzidas diversas políticas no SEB para incentivar as tecnologias renováveis, com destaque para o PROINFA e os leilões do ACR, sendo que

ambos possuem como marco o ano de 2004. O PROINFA, um típico mecanismo *FiT*, buscou contratar 3,3 GW de tecnologias renováveis, em partes iguais de eólicas, PCHs e biomassas.

Os leilões do ACR buscaram endereçar a questão da segurança do suprimento e nesses certames criaram-se diversos incentivos para privilegiar e promover as renováveis, tais como produtos específicos para essas tecnologias e estabelecimento de baixos tetos de CVU para a participação de usinas fósseis (VIANA & PARENTE, 2010).

Figura 7.11 – Capacidade Instalada Fontes Renováveis exceto UHE, 1980-2017

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ANEEL (2017)

Desconsiderando as hidroelétricas, as fontes renováveis representam 20% da capacidade instalada do SEB e a expectativa é que esse número cresça consistentemente nos próximos dez anos, atingindo 36,4% da matriz, com 63, 2 GW (EPE, 2017).

De fato, o Brasil é considerado internacionalmente um país de referência no uso de fontes renováveis, pois, quando se somam as hidroelétricas com reservatório, a participação fica ao redor de 80%, um percentual elevado especialmente ao se considerar o nível de desenvolvimento do país, que universalizou o consumo e está no Top-10 em tamanho de mercado.

7.4.3. Desenho dos Leilões

Apesar de o mecanismo de leilões ser consagrado internacionalmente para alocação de produtos, bens e serviços, sua utilização em larga escala em mercados de energia elétrica é um fenômeno mais recente, especialmente quando se trata de fontes renováveis. Os primeiros leilões de energia foram organizados para operação do sistema no final da década de 1990, e o Brasil foi o primeiro país a utilizar leilões para *Supply Adequacy* em larga escala, com a introdução do MSEB-2004.

Apesar das críticas e problemas que podem ser apresentados aos leilões brasileiros, pode-se sublinhar que, em geral, são considerados certames bem desenhados e utilizados como referência, em especial para países que estão em um estágio intermediário de desenvolvimento de seus mercados de energia, ou que tenham um objetivo de política energética específico, como incentivar o uso de fontes renováveis.

O desenho dos leilões tem incentivado as fontes renováveis, posto que a dedicação de produtos exclusivos para essas tecnologias permite que estas possam competir entre “iguais”, em especial no estágio inicial de desenvolvimento no mercado. O caso brasileiro da tecnologia eólica é normalmente citado como emblemático, dado que, após a realização de certames com produtos específicos, a tecnologia saiu, em um prazo de dez anos, de uma opção inviável e sem representatividade, para uma opção competitiva¹⁶³ e que representa ao redor de 7% da capacidade instalada. Inclui-se neste desenho do leilão a constituição de um contrato (PPA) que permite acomodar a variabilidade de geração da tecnologia, diminuindo o risco para o investidor.

Outro ponto destacado nos leilões brasileiros é a previsibilidade de certames, ou seja, o mercado e os investidores conseguem se planejar para realizar os investimentos, dado que há um cronograma definido na estrutura e arcabouço regulatório. Esse ponto também é relevante para o desenvolvimento de conteúdo local, observando-se que a construção de uma cadeia de suprimento e manutenção de equipamentos requer essa previsibilidade de certames e, consequentemente, de demanda de equipamentos e serviços.

Do ponto de vista teórico e metodológico, os leilões do ACR utilizam diversas ferramentas discutidas na academia, o que permite que sejam uma referência relevante para discussões evolutivas, dado que se consolidam como a implementação prática das discussões.

¹⁶³ Analisando os preços negociados nos leilões do ACR (incluindo energia de reserva), a tecnologia eólica é considerada a segunda mais competitiva, estando atrás apenas da tecnologia hidroelétrica. Todavia, os críticos apontam que os preços reais da tecnologia seriam mais altos, se consideradas as condições favoráveis dos contratos que mitigam sensivelmente os riscos, além do custo total de operação do sistema, dada a variabilidade da geração e a necessidade de acompanhar a carga com outras tecnologias, observando-se que no Submercado Nordeste isso é, algumas vezes, atingido por meio das usinas termoeletricas, as quais, ao modularem a carga, diminuem a vida útil.

Para aqueles que não estão habituados com os certames brasileiros, o primeiro ponto que chama atenção é a lógica reversa¹⁶⁴, começando com um preço inicial elevado, que se reduz ao longo do leilão por meio de uma regra de atividade.

Relacionada à regra de atividade, os leilões do ACR utilizaram ao longo do tempo uma variedade de opções, porém a que mais se consolidou e pode ser vista como referência no período 2004-2016 é a metodologia de rodadas uniformes descendentes com uma rodada final discriminatória, o que foi discutido no Capítulo 4. Essa metodologia permitiu ao longo do tempo obter *price discovery* e incentivou um elevado nível de competição. Todavia, como em qualquer jogo, os jogadores evoluem e aprendem a jogar. No caso brasileiro não foi diferente, com os participantes utilizando o mecanismo de rodada para interromper o certame com preços mais altos e menores deságios. Essa metodologia tende a ser substituída por uma abordagem de negociação contínua, a qual atrapalha a coordenação entre os competidores e também dificulta eventual exercício de poder de mercado.

7.4.4. *Aumento da Participação do Consumidor*

Ao longo do Capítulo 5 se discutiu os fundamentos técnicos e econômicos dos mercados de energia elétrica, destacando-se a base em que os mercados competitivos com formação de preço competitiva apresentariam, no longo prazo, preços mais baixos do que estruturas com preços administrados ou com estrutura oligopolista. Entende-se que a pressão realizada pelos consumidores para obter melhores preços e serviços mais eficientes seria mais eficaz do que a regulação centralizada. Nesta linha de argumentação, quanto maior a participação do mercado de energia elétrica, melhor seria o seu funcionamento, incluindo o sinal de preços.

Apesar de o Brasil ainda apresentar uma estrutura de mercado atacadista, é perceptível o objetivo de longo prazo de caminhar para uma maior participação do consumidor, o que redundaria em uma estrutura de mercado varejista. No MSEL-2004, explicitou-se o chamado ACL, o que, em um primeiro momento, foi considerado um retrocesso a abordagem de um mercado 100% livre que foi idealizado no Projeto RE-MSEL¹⁶⁵, porém, na prática, o número de

¹⁶⁴ A lógica reversa em leilões de energia se torna uma tendência mundial, em especial para leilões de energia renovável. Em IRENA (2017) é possível analisar uma coletânea de experiências internacionais.

¹⁶⁵ Os defensores do MSEL-2004 argumentam que não era sustentável, do ponto de vista de segurança do suprimento, um mercado de energia elétrica 100% livre no contexto do início da década de 2000, especialmente após o racionamento enfrentado no biênio 2001-2002. Por isso, fazia-se necessário garantir um mecanismo central de contratação de usinas e esse raciocínio levou à constituição do ACR e ACL. Analisando em perspectiva histórica, questiona-se a opção realizada, pois a introdução de um Mercado de Capacidade ou de contratação de Confiabilidade seria uma solução mais elegante e eficiente, do ponto de vista de desenho de mercado.

consumidores considerados livres e especiais está aumentando de forma consistente ao longo do tempo, conforme números da CCEE apresentados na Figura 7.12.

Figura 7.12 – Agentes da CCEE por Categoria, julho/2017

Fonte: CCEE (2017)

Do ponto de vista econômico, o mais relevante seria o aumento percentual do ACL no total de consumo do SIN. Esse percentual ficou praticamente estável no período 2007-2016, ou seja, ao redor de 25%; porém o descolamento das tarifas do ACR, em relação aos preços praticados no ACL, leva a uma condição em que muitos consumidores livres e especiais estão migrando para este ambiente e, conseqüentemente, há uma tendência de elevação desse percentual.

A Figura 7.5 aponta que, em maio/2017, o ACL representava ao redor de 30% do total do SIN e, segundo Thymos (2016), o potencial máximo do ACL seria de 46% com a legislação válida em ago/2017, sem considerar a comunhão de fato e de direito de consumidores abaixo de 500kW. Considerando-se os consumidores que poderiam migrar em um formato de comunhão, este percentual poderia atingir 56% do total do SIN.

Em síntese, se for considerada a tradição do SEB e a sua tendência histórica de contar com mecanismos centralizados, o aumento da participação do consumidor, em especial no ACL, pode ser visto como um ponto positivo, dado o princípio de que os consumidores seriam melhores em induzir a eficiência dos supridores do que esquemas centrais de regulação dos preços.

7.5. Pontos falhos do SEB

7.5.1. A expansão da geração concentrada no ACR

Apesar de haver alguns projetos direcionados para o ACL, na prática, a segurança do suprimento e a expansão da geração se dá de modo consistente por meio dos leilões do ACR. Nos leilões do ACR normalmente se estabelece um percentual mínimo que os projetos devem dedicar a esse ambiente de comercialização, destacando-se que o percentual mínimo típico para uma nova hidroelétrica é 70%. Para os demais projetos de outras tecnologias, esse percentual varia de um certame para o outro¹⁶⁶.

A questão da expansão que, como frisado, ocorre especialmente no ACR, está relacionada ao desenho de mercado do SEB, como também à estrutura de financiamento de obras de infraestrutura no Brasil. Analisando-se sob a perspectiva do desenho de mercado, a contabilização e liquidação do MCP que ocorre em base mensal e a consequente ausência de mecanismos de mercado para proteção e de bolsões de liquidez, leva a um contexto em que o gerador ou investidor não tem um ambiente favorável para grandes investimentos em novas usinas por meio do ACL. Adicionalmente, ao se analisar o problema sob a perspectiva do setor financeiro, o Brasil historicamente possui taxas de juros elevadas e um sistema financeiro que evita financiamentos em obras de infraestrutura com retornos de longo prazo, restando praticamente o BNDES como fonte de recursos. Nesse sentido, visando a mitigar o seu risco, o BNDES exige, para financiar novas usinas, que o projeto venda em um leilão do ACR com um PPA de longo prazo, algo que o ACL não pode ofertar.

A expansão ocorrendo quase que exclusivamente pelo ACR evidencia ao menos dois problemas do SEB: (i) a segurança do suprimento pode ser ameaçada se o ACR estiver sobrecontratado; e (ii) o ACR arca com a maior parte dos custos da segurança do suprimento.

¹⁶⁶ Nos certames realizados em 2017 o percentual mínimo a ser destinado para o ACR foi de 30%.

- **A Segurança do Suprimento pode ser ameaçada se o ACR estiver sobrecontratado:** as distribuidoras, e a CCEE por meio da Energia de Reserva, são os compradores que firmam PPAs de longo prazo para novas usinas, tipicamente 30 anos para hidroelétricas e 20 anos para as demais tecnologias. Dada essa realidade, haverá situações em que o SEB como um todo necessita de novas usinas, mas as distribuidoras que são as compradoras não declaram demanda nos leilões por estarem sobrecontratadas. A Figura 7.13 demonstra este problema analisando a GF Total do SIN 2017-2022, sem considerar a Energia de Reserva, e a carga estimada para o SIN. Observa-se que para 2017 há uma sobra de GF da ordem de 9,2 GWmédios, e para 2022 projeta-se uma sobra de apenas 1,7 GWmédio, o que demandaria a realização de uma contratação para um horizonte de A-5. Contudo, as distribuidoras em um cenário de sobrecontratação e com receio de uma maior migração para o ACL tendem a não declarar necessidades. Para corrigir esse problema pode-se contratar mais Energia de Reserva, o que seria ruim do ponto de vista de desenho de mercado, com um aumento da energia liquidando no MCP, ou ainda criando algum mecanismo central de compra de novas usinas e/ou lastro para o SIN.

Fonte: CCEE (2017c, 2017d)

- **O ACR arca com a maior parte dos custos da Segurança do Suprimento:** a disponibilidade física de novas usinas aumenta a segurança de suprimento de todo o SIN e não somente do ACR. Logo, se a contratação de novas usinas se viabiliza basicamente por meio desse ambiente, há uma injustiça alocativa, pois apenas esses consumidores estão arcando com esses custos. Uma ressalva deve ser feita para os CCEARs D das

usinas térmicas, pois para esses contratos em caso de despacho das usinas fora da ordem de mérito há alocação de parte dos custos dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) para os consumidores do ACL.

7.5.2. *Problemas financeiros estruturais*

7.5.2.1. *Elevadas inadimplências no MCP*

A lógica básica de um desenho de mercado com um *pool* obrigatório atacadista foi introduzida no projeto RE-SEB em 1998 e não foi alterada no MSEB-2004. Esse *pool* nasceu como um mecanismo para contabilizar e liquidar as diferenças entre os contratos firmados e o consumo e geração, porém, ao longo do tempo, foi sendo incorporada uma série de mecanismos regulatórios que mudaram sensivelmente o seu papel, além do próprio MRE, que foi concebido em um período em que o SIN possuía reservatórios com maior capacidade de regularização e armazenamento em relação ao total da carga.

O mecanismo dos CCEARs D, os quais começaram a funcionar operacionalmente em 2008, foi um elemento estrutural que impactou a contabilização e a liquidação do MCP, pois passou a inserir no mecanismo um bloco de contratos que geram elevadas exposições e/ou diferenças mensais. Em momentos em que o PLD é maior que o CVU das usinas, as distribuidoras necessitam comprar os montantes contratados ao PLD, e em situações em que o PLD é menor que o CVU, as usinas são despachadas e as distribuidoras tendem a ser credoras no MCP (DE CASTRO et al., 2014).

Outro elemento central que aumentou o volume contabilizado e liquidado no MCP foi a contratação da energia de reserva, em um formato conhecido internacionalmente como CfD (*Contract for Difference*), com a problemática de que este contrato não é revendido para os compradores. Logo, todo o volume produzido é liquidado obrigatoriamente no MCP. Outro agravante da energia de reserva é que, embora seja uma compra de tecnologias renováveis no caso brasileiro, desloca a geração hidroelétrica e tende a agravar a sustentabilidade financeira do SEB como um todo.

Também colaboram com altos volumes a liquidar no MCP a contratação no Regime de Cotas de GF e Cotas de Regime Nuclear. Os dois mecanismos funcionam como um contrato por disponibilidade, com as diferenças sendo liquidadas ao PLD. Por fim, os baixos valores de GSF incorridos no período 2014-2017 fazem com que os geradores hidroelétricos apresentem elevados valores a liquidar, dado que mesmo os *hedges* realizados não são suficientes para evitar as exposições.

Essa somatória de eventos descritos leva a uma tendência crescente de volume financeiro a ser liquidado no MCP e, conseqüentemente, sobem os níveis de inadimplência de forma relativa, pois maiores são os descolamentos entre o que ocorre no mundo físico e as estimativas e controles regulatórios centralizados.

A Tabela 7.4 apresenta os valores históricos, em reais, da contabilização e da inadimplência percebida¹⁶⁷ no MCP no último mês do ano para o período jan/2010-mai/2017, sendo possível observar que, após 2013, os valores subiram sensivelmente e se situaram em outro patamar, especialmente pela alta persistente do PLD, o que foi apresentado na Figura 7.14. Contudo, a contabilização e liquidação do MCP é um mecanismo multilateral e o saldo inadimplido de um mês é automaticamente considerado no próximo mês, o que leva os agentes a terem uma percepção diferente do volume de inadimplência.

Em uma análise de mercado, a percepção da inadimplência se dá em base mensal, pois os agentes mudam de posição mensalmente (crédito ou débito). Além disso, impacta sensivelmente a lógica da comercialização de energia elétrica, especialmente no ACL.

Tabela 7.4 – Contabilização e Inadimplência do MCP em R\$, jan/2010-mai/2017 ¹⁶⁸

	Contabilização MCP	Inadimplência
2010	5.070.760.882,00	271.047.506,00
2011	3.927.706.011,00	4.477.048,00
2012	8.997.743.445,00	38.622.477,00
2013	15.405.239.120,23	92.472.768,84
2014	40.363.736.025,80	1.302.525.087,83
2015	35.064.425.780,89	3.888.332.603,14
2016	34.069.489.117,53	1.870.462.272,67
2017	15.917.725.229,00	2.363.518.264,48

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017)

A Figura 7.14 apresenta a evolução mensal dos índices de inadimplência da liquidação do MCP, observando-se que, após janeiro/2016, o índice mais baixo verificado foi de 53,33%, sendo o principal motivo dessa inadimplência a situação de judicialização que enfrenta o setor,

¹⁶⁷ Há uma discussão jurídica se o valor não recebido em decorrência de decisões judiciais deva ser considerado como inadimplência. Todavia, em uma visão de finanças e negócios, certamente um valor não recebido é considerado como inadimplência.

¹⁶⁸ **Notas:** 1. Para o ano de 2017 considerou-se até a contabilização de maio/2017; 2. A Inadimplência representa o valor verificado do mês de dezembro, dado que o valor inadimplido de um mês é automaticamente considerado no mês subsequente. Exceção aplica-se ao ano de 2014 quando houve paralização das liquidações, sendo considerado neste caso o valor em aberto em novembro/2014; e 3. Em 2017 considera-se somente os processamentos realizados até maio/2017.

especialmente o ACL, no que tange aos efeitos diretos e colaterais do GSF. Analisando-se desde jan/2010, verifica-se uma média de inadimplência mensal de 29,29% com um desvio padrão de 26,58%, ou seja, é muito arriscado para um agente de mercado no ACL realizar sua estratégia de comercialização, especialmente se este assumir uma posição credora, o que, na prática, pode significar um sensível problema de caixa.

Relativamente ao GSF, destaca-se que o MRE está apresentando sucessivos déficits em relação a GF desde o ano de 2013, ou seja, o total da geração hidráulica não é suficiente para cobrir a GF das usinas hidroelétricas do SIN, e em percentuais acima do hedge de 5% normalmente assumido pelos proprietários das usinas (ver

Figura 7.15). Isto acabou por ser judicializado pelos agentes geradores do SEB, o que foi ancorado em reclamações quanto a regulação (ANEEL), planejamento (EPE) e operacionalização (ONS) que teria sido realizada de modo a deslocar a geração hidroelétrica. Considerada a relevância das usinas hidroelétricas e a situação de “travamento” provocado na liquidação do MCP a partir do ano de 2015, o Governo Federal aprovou a Lei nº 13.203/2015 para uma Repactuação do Risco Hidrológico, a qual foi regulada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 684/2015.

A ideia do Mecanismo de Repactuação seria a transferência do risco de entrega para o consumidor condicionado ao pagamento de um prêmio por parte dos proprietários das usinas hidroelétricas, o que funcionaria como um seguro. Os agentes com usinas comprometidas com contratos no ACR aceitaram os termos da repactuação e normalizaram sua situação de pagamentos no MCP, enquanto os agentes com contratos no ACL não entenderam como atrativa a proposta e permanecem com suas ações judiciais¹⁶⁹. Assim, o problema do risco hidrológico ainda não foi plenamente resolvido e novamente tenta-se uma solução para o ACL, com provável extensão optativa para o ACR, por meio de uma extensão das concessões e a criação de um encargo por deslocamento hidráulico, o que é evidenciado na Consulta Pública nº 33 do MME.

Entende-se que uma evolução do SEB demanda o endereçamento da questão da inadimplência da liquidação do MCP, pois não é razoável que tamanhos volumes liquidados como diferenças, com taxas tão altas de inadimplência, não causem distorções alocativas. No

¹⁶⁹ Para um melhor entendimento sobre a questão do Mecanismo de Repactuação do Risco Hidrológico recomenda-se ver Brito (2016).

limite, os agentes de mercado desenvolvem mecanismos bilaterais para “fugirem” desta liquidação¹⁷⁰, o que eleva ainda mais os efeitos nocivos da assimetria de informação.

Figura 7.14 – Inadimplência do MCP em %, jan/2010-mai/2017

Fonte: CCEE (2017)

Figura 7.15 – Fator MRE – GSF, 2001-2016

Fonte: CCEE (2017d)

¹⁷⁰ Os agentes de mercado estão desenvolvendo um sistema bilateral de compra e venda de posições na CCEE para liquidarem os montantes. Na prática, significa que um agente de mercado, que tenha um crédito na liquidação do MCP e que não possa esperar a situação do mercado normalizar vende sua posição de crédito com um desconto para outro agente que possua recursos financeiros, registrando-se um contrato de compra e venda de energia elétrica entre as partes ou, ainda, a cessão de um contrato com um terceiro. Esse mecanismo é similar aos populares escritórios de *factoring* na era da inflação alta, na primeira metade da década de 1990.

Este trabalho defende que uma redução da inadimplência do MCP só é possível ao se rediscutir os fundamentos do problema e, para tal, propõe-se um novo desenho de mercado nos Capítulos 8 a 10.

7.5.2.2. Ausência de uma Bolsa de Energia

Os mercados desenvolvidos de energia elétrica tendem a contar com uma bolsa de energia e uma *clearing house* associada, o que diminui sensivelmente o risco de crédito e eleva a liquidez. O problema apresentado na inadimplência na liquidação do MCP seria mitigado e tenderia a ser solucionado se o Brasil tivesse uma bolsa de energia representativa.

A CCEE apresentou em 2012 a ideia de constituir uma bolsa de energia no Brasil, o que seria realizado em conjunto com a ExpexSpot, bolsa europeia que atua na França, Alemanha e Suíça, e a ECC Clearing House. Em um *white paper* de novembro/2012, defendeu-se que uma bolsa de energia traria diversos benefícios ao SEB, tais como anonimidade, multilateralidade, acesso fácil, produtos padronizados, confiabilidade e segurança.

Fonte: CCEE, et al. (2012)

Para viabilizar uma bolsa de energia no SEB, elencou-se cinco ações necessárias (CCEE et al., 2012), as quais também seriam importantes na criação de um desenho de mercado mais dinâmico e com maior eficiência alocativa:

- ação 1 – obter o PLD mais próximo da operação em tempo real;
- ação 2 – desenvolver produtos para facilitar o desenvolvimento do mercado;
- ação 3 – implementar soluções de compensação e liquidação centralizada;

- ação 4 – separação clara do mercado de atacado e varejo e incorporação de resposta da demanda; e
- ação 5 – organizar o monitoramento de mercado.

Existem atualmente dois balcões organizados, a BBCE e a Brix, sendo que ambos ambicionam se tornar uma bolsa de energia. Também houve iniciativas da BM&F – Bovespa no sentido de constituir serviços financeiros para o mercado de energia elétrica, mas, infelizmente, nenhuma dessas iniciativas teve êxito ou representatividade no SEB até o momento. Para um balcão organizado ser considerado uma bolsa de energia é necessária a figura da contraparte central e a anonimidade, ou seja, ao vender nesse ambiente, o agente de mercado não está assumindo nenhum risco de contraparte, dado que o ente central garante as operações.

A ausência de uma bolsa de energia é considerada um ponto falho do SEB e que torna os riscos de operação e comercialização nesse mercado mais elevados, observando que a elevada inadimplência do MCP é uma evidência disso. Todavia, para se constituir uma bolsa de energia são necessárias algumas ações estruturantes prioritárias, além das cinco ações elencadas em CCEE et al. (2012). É imprescindível diminuir o risco de principal, o que é obtido com a diminuição dos ciclos de contabilização e liquidação, como também ter uma estrutura regulatória na qual a contabilização e liquidação do MCP sejam, de fato, residuais.

7.5.2.3. *Contratos de Constituição de Garantias (CCGs)*

Não apenas a contabilização e a liquidação do MCP apresentam riscos de inadimplência, como também os contratos resultantes dos leilões do ACR, cujos compradores são as distribuidoras, em especial quando essas distribuidoras são originadas de regiões cujos índices de inadimplência são elevados ou cuja estrutura administrativa não foi modernizada durante as duas reformas realizadas nos últimos 20 anos (RE-SEB em 1998 e MSEP-2004).

Ressaltando o apresentado no Capítulo 4, como fruto das negociações dos leilões do ACR, são celebrados CCEARs com as distribuidoras que declararam demanda para o MME, destacando-se que as distribuidoras oferecem como garantias financeiras um contrato vinculado chamado CCG.

A estrutura regulatória do CCG visa a eliminar o risco de discricionariedade de pagamento das distribuidoras, as quais vinculam contas-correntes em um banco gestor, o qual recebe o equivalente a uma procuração para bloquear recursos e transferir os valores da conta

da distribuidora para as contas dos vendedores. Porém essa estrutura administrativa e regulatória não impede que as distribuidoras abram novas contas-correntes e transfiram o recebimento das “contas de luz” para essas novas contas-correntes, deixando as antigas contas que foram indicadas nos CCGs sem recursos. Para evitar isso, a ANEEL deveria fiscalizar as distribuidoras de forma mais incisiva, porém sempre seria uma ação *ex-post*, ou, ainda, impedir que as distribuidoras abram novas contas-correntes sem que haja autorização da própria Agência.

O fato concreto é que, apesar dos mecanismos administrativos e regulatórios, se uma distribuidora apresenta problemas financeiros estruturais, dificilmente o CCG será eficaz. Logo, entende-se como adequado que sejam realizadas análises prévias sobre a condição e sustentabilidade financeira das distribuidoras e que não se permita a participação em leilões ou em mecanismos de compra de empresas em situações financeiras que ofereçam risco ao mercado. Em síntese, a atual inadimplência de distribuidoras, mesmo com um mecanismo vigente como o CCG, é uma falhada SEB. A forma de endereçar esse problema é um desenho de mercado mais robusto e consistente, que realize alocação eficientemente dos recursos, o qual é proposto nos Capítulos 8 a 10.

7.5.3. Sinal de preços

O preço é um índice mais relevante na análise de qualquer mercado e não seria diferente em um produto estratégico e sem substituto perfeito como é a energia elétrica. Este parâmetro sintetiza uma série de características tangíveis e intangíveis de um produto e funciona como indutor do uso eficiente e para a atração de novos investimentos. Ter um sinal de preço crível é basilar para que um mercado se desenvolva de um modo saudável e sustentável, e essa é uma das principais críticas apresentadas ao SEB, ou seja, que o sinal de preços não é adequado e que não reflete as condições físicas de suprimento; tampouco as expectativas dos produtores (geradores) e consumidores. Para analisar isso, considera-se nesta parte do trabalho o PLD e os preços das novas usinas nos leilões.

Como ressaltado anteriormente, a formação de preços no SEB para o mercado *spot* é realizada por modelos matemáticos na abordagem *cost-based* ou *tight pool*. Um dos fortes argumentos utilizados para defender tal abordagem é a predominância das usinas hidroelétricas em nossa matriz e, conseqüentemente, a necessidade de se otimizar a operação das cascatas, visando a uma produção de energia elétrica com menor custo, analisando-se o tempo presente e eventual estocagem de água nos reservatórios para o uso futuro. Para realizar essa análise, os

modelos de preços consideram uma série de premissas e tratamentos estatísticos, destacando-se as previsões de vazões, que acabam por determinar o quanto será despachado de usinas hidroelétricas e o quanto será complementado por usinas termoeletricas. Ademais, na atual versão dos modelos computacionais, as outras tecnologias renováveis (eólica, biomassa e PCHs) não são representadas adequadamente, e a média esperada de geração dessas fontes é abatida diretamente da carga, observando-se que essa carga é uma curva inelástica ao preço.

Ao fim e ao cabo, considerando-se esses elementos na formação do preço *spot* (PLD), espera-se que o preço reflita os “custos” efetivos para operar de forma ótima esse sistema e, conseqüentemente, que o resultado encontrado a partir da modelagem computacional seja crível.

Nesse contexto, cabe salientar que, a despeito da expectativa positiva com a modelagem adotada, é possível verificar na

Figura 7.6, apresentada na seção 7.3.6, que o PLD sofre fortes e repentinas variações, fato que explicita que os modelos não estão demonstrando capacidade de criar uma curva de preços bem-comportada¹⁷¹, mesmo considerando uma série de premissas centrais controláveis estatisticamente. Não é objetivo deste trabalho discutir quais os problemas estatísticos ou de tratamento de variáveis que levam a esse fenômeno, mas é observável que o PLD é extremamente volátil e não funciona como um sinal de preços crível para realização de investimentos e negócios de médio e longo prazo.

Calcular a volatilidade do PLD é necessário nesse processo de atestar que este parâmetro não funciona como um sinal de preços adequado. Na Figura 7.17 apresenta-se a volatilidade do PLD por submercado para o patamar pesado, a qual foi calculada observando a metodologia padrão para cálculo de ativos do mercado financeiro. Assumindo-se que PLD, para o patamar pesado de uma dada semana, é representado por PLD_i e que a volatilidade de uma semana é a representação do desvio padrão σ para a seguinte condição:

$$\log \left(\frac{PLD_{i+1}}{PLD_i} \right) \quad (7.1)$$

Uma vez calculada a volatilidade de uma semana, para se obter o número atualizado, multiplica-se pela raiz do número de divisões do período, o que, no caso, seria 52, matematicamente representado por

¹⁷¹ Uma tradução não perfeita do termo *smoothing slope*, o qual é utilizado internacionalmente.

$$\sqrt{52} \sigma \quad (7.2)$$

Para obter a Figura 7.17, considerou-se os PLDs publicados no site da CCEE, do período 30/06/2001-22/07/2017, e calculou-se, a partir de 08/06/2002, a volatilidade anualizada, observando-se os últimos 52 PLDs divulgados para o patamar pesado em cada submercado.

Figura 7.17 – Volatilidade do PLD janela de 52 semanas

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de CCEE (2017e)

A análise da volatilidade do PLD demonstra um histórico elevado em todos os submercados e com alguns momentos mais relevantes. Também se observa que a volatilidade dos submercados N e S são maiores do que SE/CO e NE. Uma hipótese para esse fato é que tanto o N quanto o S possuem menor capacidade de regularização em seus reservatórios em relação às respectivas cargas e o comportamento da geração no SE/CO e NE é mais estável ao longo do tempo. Mas uma mensagem que pode se obter dessa análise é que, com esse grau de volatilidade, o PLD não é um sinal de preços que permite ao investidor tomar a decisão de remunerar um projeto sem um Mercado de Capacidade via ACL, como também não é um preço que induz a eficiência dos agentes de mercado, sendo que, na prática, a negociação do ACL se traduz em um negócio de alto risco e a alta especialização técnica e a assimetria de informações passam a ser os determinantes para a lucratividade.

Outro sinal de preço do SEB que deve ser analisado são os preços dos leilões, os quais, teoricamente, refletem os preços da tecnologia, terra, capital e trabalho¹⁷². Simplificadamente, os preços dos leilões deveriam refletir os fundamentos do mercado de energia elétrica e da macroeconomia do país.

A Figura 4.4 do Capítulo 4 apresentou os preços médios dos leilões do ACR que possuem a lógica de *Supply Adequacy* ou de contratação de novas usinas, na qual a tecnologia hidroelétrica é a mais competitiva, seguida da tecnologia eólica. Nessa figura, a tecnologia menos competitiva e com preços mais altos seria a solar PV. Todavia, as diversas regras de comercialização para os diversos leilões do ACR tornam impossível realizar uma comparação equiparável dos preços praticados nos certames, inclusive para a mesma tecnologia, dado que as alterações regulatórias também atingiram a mesma tecnologia ao longo do tempo. Exemplificando: os projetos eólicos, os quais tiveram GF calculada com P50 e repactuação quadrienal nos LERs realizados entre 2009 a 2013, observando-se que, a partir de 2004, a GF passou a ser calculada considerando o critério P90 e sem repactuação quadrienal.

Outro ponto de divergência é o uso do ICB para os CCEARs por disponibilidade para os projetos com combustível fóssil. O ICB busca emular o custo da usina, no longo prazo, para o comprador, todavia as usinas podem ser (e são) despachadas em uma frequência maior do que a inicialmente estimada no momento do certame e possuem CVUs que impactarão a operação e a formação do PLD de forma bastante diferente.

Assim, entende-se que o SEB enfrenta uma ausência de sinal de preços adequados, tanto na formação de preços do mercado spot (PLD), quanto no preço resultante dos leilões do ACR. O atenuante na questão dos preços dos leilões do ACR é que, apesar de não serem comparáveis entre as diferentes tecnologias ou ao longo do tempo na mesma tecnologia, são resultantes de um processo competitivo.

7.5.4. Complexidade regulatória

Uma das principais críticas ao SEB é a complexidade regulatória, e esta opinião é compartilhada tanto pelos profissionais do próprio setor, com diferentes formações acadêmicas, quanto pelos profissionais e especialistas de outros setores que não possuam relacionamento direto com o SEB. Obviamente, cabe a ressalva de que o mercado de energia elétrica, devido à

¹⁷² A referência teórica clássica da economia seria terra, capital e trabalho, observando-se que a tecnologia seria considerada dentro da dimensão capital. Todavia, no atual estágio das discussões do SEB, entende-se que capital, nesta frase, refere-se ao custo de capital, e a tecnologia ao preço decrescente das máquinas e equipamentos em escala mundial, especialmente das tecnologias de pequenas renováveis como solar PV e eólica.

natureza do produto, apresenta uma complexidade intrínseca não somente no Brasil, mas em nível mundial.

O MSEL-2004 possui como principal base legal a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004 como instrumento de política que o detalha. Tanto a lei quanto o decreto foram sensivelmente alterados ao longo do tempo, com destaque para a lei nº 12.783/2013, que estabeleceu o Regime de Cotas de GF, e a lei nº 13.360/2016, que buscou reorganizar algumas distorções presentes no SEL.

Porém, na operação diária das empresas e das entidades do SEL, são discutidos e implementados uma continuidade de instrumentos regulatórios que buscam adequar e dar conformidade jurídica e regulatória para decisões de alocação e risco, e de obtenção e/ou transferência de renda. O campo central da discussão regulatória ocorre na ANEEL e, do ponto de vista comercial, a discussão também ocorre na CCEE, mas não é raro que os agentes busquem influenciar as decisões regulatórias por meio do MME, ONS e EPE.

Assumindo a ANEEL como a entidade central na regulação, observa-se que a Agência emite uma série de documentos e instrumentos regulatórios com objetivos distintos, observando-se que a regulação pode ser praticada de três formas:

- regulação técnica de padrões de serviços (geração, transmissão, distribuição e comercialização);
- regulação econômica (tarifas e mercado);
- regulação de projetos (pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética).

Concentrando a análise sobre como a regulação influencia na eficiência alocativa do SEL, destaca-se que as discussões regulatórias sobre os diversos temas do setor, sob as diretrizes estabelecidas pelas leis e decretos, resultam uma série de instrumentos, com destaque para as resoluções normativas, resoluções homologatórias e despachos. Existem outros documentos e/ou instrumentos emitidos pela Agência, mas sintetiza-se que esses instrumentos são os mais relevantes. Em geral, antes de publicar um instrumento, há um processo de consulta ou audiência pública. Como os nomes sugerem, a consulta pública é a publicação de uma consulta à sociedade sobre um tema ou regramento específico para o mercado. Já a audiência pública é um processo de consulta à sociedade sobre uma regulação que será implementada com a obrigação de a Agência responder os motivos que a levam a recusar ou acatar uma contribuição apresentada. Os processos de consulta e audiência pública relacionados à comercialização de energia elétrica tendem a resultar em um instrumento regulatório que será

traduzido e desdobrado em regras e procedimentos de comercialização, os quais são operacionalizados pela CCEE.

As regras e procedimentos de comercialização tornam concretos e operacionais os comandos da regulação, implicando uma série de cálculos e métricas que resultarão em transferências financeiras entre os agentes do SEB. Essa mecânica, do ponto de vista de participação, publicidade e transparência é considerada exemplar, porém exige do regulador um elevado grau de maturidade para que, ao regular no mercado, não caia em algumas armadilhas ou ainda na manutenção da coerência geral dos diversos instrumentos regulatórios. É justamente na manutenção da coerência e na regulação detalhada que está muito da complexidade regulatória do SEB.

As diferentes regras e procedimentos de comercialização cuidando das diferentes dimensões regulatórias permitem que os agentes explorem lacunas para arbitrarem ou tentarem maximizar o retorno em bases muitas vezes contábeis e documentais, ao invés de uma busca de maximização pela eficiência com respaldo físico. Em certos momentos, observa-se que a discussão concentra-se mais nos aspectos formais do que nos fundamentos econômicos de alocação de renda, custos e riscos. Dado que os agentes acabam por concentrar uma atenção demasiada na parte regulatórias, a tendência é que, para acomodar os diferentes interesses e pedidos, as regras e procedimentos de comercialização se tornem mais complexos e extensos. Seria possível realizar diversas análises de alta complexidade e entendimento para comprovar a complexidade regulatória do SEB, porém, por questões de síntese e espaço, cabe apresentar apenas dois exemplos, um de cunho conceitual e outro de cunho operacional.

De cunho conceitual, pode-se apresentar as diferentes versões dos CCEARs e CERs ao longo do tempo, sendo que algumas alterações não teriam como ser evitadas, devido aos comandos estabelecidos nas diferentes portarias do MME para os leilões, mas algumas alterações nos contratos foram introduzidas por novas preferências regulatórias e essas preferências foram transcritas nesses contratos antes mesmo de alterações anteriores terem entrado em vigor.

De cunho operacional, é relevante apontar a extensão e a quantidade de cadernos algébricos das regras de comercialização, o que tende a demandar uma complexa estrutura regulatória nos agentes. A versão completa das regras de comercialização vigentes em julho/2017 contempla 24 cadernos divididos em cadernos vermelhos e azuis. Os cadernos vermelhos cobrem a contabilização e liquidação do MCP, enquanto os cadernos azuis cobrem os demais aspectos da comercialização de energia. Esses cadernos somam ao todo 1807 páginas, as quais contêm os fundamentos conceituais e as principais álgebras que estão nos

sistemas computacionais da CCEE. A Tabela 7.5 apresenta estes cadernos e o número de páginas, evidenciando parte da Complexidade Regulatória.

Tabela 7.5 – Regras de Comercialização vigentes em julho/2017, número páginas

Cadernos Vermelhos	940	Cadernos Azuis	867
Medição Física	49	Ajuste de Contabilização e Recontabilização	21
Medição Contábil	129	Penalidades de Energia	73
Garantia Física	73	Cálculo do Desconto TUSD/TUST	63
MRE	58	Reajustes dos Parâmetros de Receita de CCEAR	129
Contratos	167	Receita de Venda de CCEAR	170
Balanco Energético	14	Contratação de Energia de Reserva	142
Tratamento das Exposições	89	MCSD Energia Existente	124
Comprometimento de Usinas	126	Votos e Contribuição Associativa	39
Encargos	74	Alocação de Geração Própria	38
Consolidação de Resultados	103	Penalidade de Energia de Reserva	19
Liquidação	18	Regime de Cotas de GF e Energia Nuclear	49
Repasse do Risco Hidrológico do ACR	40		

Fonte: CCEE (2017)

Seja na dimensão conceitual, seja na dimensão operacional, o SEB apresenta como ponto falho a complexidade regulatória. Para endereçar essa questão, é necessária a construção de um desenho de mercado mais simples e organizado, com o objetivo de elevar a eficiência alocativa e com incentivos econômicos corretos. É proposto neste trabalho que o novo desenho de mercado do SEB tenha os leilões como mecanismo central de alocação e que ocorra um processo de *unbundling* do lastro e energia, como também da distribuição entre fio e comercial. A comercialização em pacotes tende a deixar os mecanismos mais complicados e a criar incentivos distorcidos nos agentes, os quais, ao invés de buscarem a eficiência na produção, comercialização e consumo de energia elétrica, passam a buscar incongruências regulatórias para repassarem riscos e transferirem rendas, não sendo raro que esse processo termine em disputas administrativas na ANEEL ou judiciais.

7.6. Conclusões

O histórico do SEB é muito interessante e rico, permitindo uma análise não somente da política do país como também da evolução da organização social e econômica. As primeiras instalações de geração de energia elétrica são do final do século XIX, e o SEB teve deste momento até a constituição do Código de Águas uma abordagem regional e privada. Após o Código de Águas, o setor elétrico viveu um período de organização em torno de estatais federais

e estaduais, com uma lógica de remuneração pelo custo do serviço em empresas, na maioria dos casos, verticalmente integradas. O modelo estatal do SEB durou aproximadamente 60 anos (1934-1995), com o seu esgotamento ao final da década de 1980 como resultado de uma série de crises econômicas e a incapacidade de modelos centralizados atraírem investimentos necessários, além de um novo olhar conceitual sobre a natureza do produto energia elétrica, o que inclui a crença na competição como mecanismo de obtenção de eficiência. Desde 1995, o SEB vive uma fase mista, com a concorrência entre empresas estatais e privadas, observando-se que, nesse período, o Estado brasileiro atuou de diversas formas no desenho de mercado e, conseqüentemente, em sua regulação, começando em um extremo com um modelo fortemente liberal, caminhando, depois, a um outro extremo com alto grau de intervencionismo e, desde 2016, está procurando um caminho intermediário.

O desenho de mercado do SEB é um mercado atacadista, com *pool* obrigatório e despacho centralizado no formato *cost-based* ou *tight-pool*. As definições do desenho de mercado são conduzidas pelo MME, com apoio técnico da EPE, sendo que o despacho centralizado é operacionalizado pelo ONS e a operação comercial é realizada pela CCEE. A ANEEL atua no papel de regulador das políticas definidas no desenho de mercado, como também apoia, pontualmente, em alguns elementos do desenho de mercado.

A atual estrutura do SEB contempla dois grupos de compradores, os consumidores regulados (ACR) e os consumidores livres (ACL). A compra no ACR ocorre por meio de leilões ou por meio de mecanismos regulatórios centralizados, observando-se que esses mecanismos normalmente obedecem a lógica da regulação por custo do serviço. A compra no ACL é definida livremente pelos consumidores, indo desde operações típicas de balcão (OTC) a negociações em plataformas organizadas (BBCE e Brix).

Apesar das alterações regulatórias e de desenho de mercado, o SEB conseguiu ao longo do tempo expandir a capacidade instalada e atingir um volume de 153 GW, destacando-se que o país caminha cada vez mais para uma matriz com inserção de pequenas renováveis, tais como eólica e solar PV. Essa expansão atualmente se dá por meio dos leilões do ACR (incluindo os leilões de energia de reserva). Do ponto de vista do consumo, o Brasil possui um patamar considerado elevado de crescimento, com uma média de longo termo de 4% ao ano, o qual se estagnou no período 2015-2017 devido à severa crise econômica; mas, mesmo nesse cenário, o SEB ocupa entre a oitava e nona colocação no cenário internacional, com um mercado anual da ordem de 540 TWh.

A formação de preço do mercado *spot* é um dos temas mais controversos do SEB. Atualmente, o PLD é formado por meio da cadeia de modelos matemáticos NEWAVE e

DECOMP, sendo semanal e por patamar de carga (leve, médio e pesado). Essa lógica de despacho centralizado considerando o custo de geração das usinas é tipicamente utilizado em desenhos de mercado centralizados, com algumas exceções como o México e o Chile.

O argumento mais fortemente defendido para se manter a formação de preços por modelo seria a forte participação das hidroelétricas e a questão da otimização da geração nas diversas cascatas do país. Há discussões em curso para transformar a formação de preços, ainda por modelo, em diária e horária, como também há defensores da abordagem mais propagada internacionalmente de formação de preços por oferta com leilões DAM e IDM-RTM. O fato concreto é que, no atual contexto, o preço do mercado *spot* é extremamente volátil e dificulta uma série de melhorias de desenho de mercado.

Outra característica típica do SEB é a contratação no formato pacote (*bundle*) do lastro e energia, sendo a expressão lastro uma aproximação do que se utiliza internacionalmente como Confiabilidade.

O país, historicamente, apresenta uma forte preocupação com a segurança do suprimento. Logo, a regulação sempre tendeu a ser rígida sobre a comercialização de energia com lastro físico, o que, no caso do SEB, significa que a comercialização de energia elétrica sempre ao final tende a ter um respaldo físico em uma garantia física, sendo essa uma métrica de confiabilidade calculada centralizadamente e atribuída a cada usina do sistema.

Um aspecto complementar no sentido de obter a segurança do suprimento são as linhas de transmissão, especialmente em um país continental como o Brasil, observando-se que o modelo adotado para o SEB é de se realizar leilões para construção das linhas de transmissão com uma remuneração seguindo a lógica do custo do serviço e da estrutura de mercado de monopólio natural.

Após o SEB adotar o modelo mercantil em 1998 com o RE-SEB, um dos elementos centrais é o *pool* obrigatório para se apurar as diferenças entre o mundo comercial-regulatório e o mundo físico, o que se convenciou chamar de Contabilização e Liquidação do MCP. Esse mecanismo é conduzido pela CCEE e visa a apurar as diferenças e os custos e riscos regulatórios atribuídos aos diferentes agentes em base mensal. Vinculado a esse processo, há diversos outros de natureza contábil e regulatória, especialmente para o gerenciamento das contratações do ACR.

Adicionalmente, faz-se necessário elencar os pontos positivos e falhos do desenho de mercado do SEB. Como aspectos positivos, é possível elencar a expansão da geração, a inserção das fontes renováveis, o desenho dos leilões e o aumento da participação dos consumidores.

Como aspectos falhos, destacam-se a expansão da geração exclusivamente pelo ACR, problemas financeiros estruturais, sinal de preços e complexidade regulatória.

A expansão da geração é contínua no SEB e os leilões do ACR e outros mecanismos regulatórios foram importantes nesse processo, tanto que há no Brasil uma relevante indústria de equipamentos, destacando-se a cadeia de suprimentos da tecnologia eólica.

Este ponto remete à questão da inserção das renováveis, observando-se que o Brasil é citado internacionalmente como um país que conseguiu, de forma consistente e via mecanismos de mercado, inserir as tecnologias PCH, biomassa e eólica, além de estar iniciando o trajeto na inserção de solar PV. Um mecanismo de mercado consagrado no Brasil são os leilões do ACR, os quais são também utilizados internacionalmente como referência, especialmente em países que querem iniciar um rumo mais mercantil.

Por fim, é de se destacar como aspecto positivo o aumento da participação do consumidor no mercado brasileiro, o que pode ser observado pelo percentual da carga que está no ACL e pela tendência de crescimento, além do número de consumidores livres e especiais que estão na CCEE, destacando-se que o ideal seria que boa parte desses consumidores estivessem sob um comercializador varejista.

Nos pontos falhos do SEB, observa-se que a expansão da geração se dá basicamente pelo ACR, o que se configura como uma má distribuição dos custos de segurança do suprimento e como um limitador para o aumento do ACL. Todavia, antes de se discutir uma expansão do ACL, é necessário endereçar os problemas de segurança financeira do SEB, destacando-se a necessidade de mecanismos efetivos de proteção. Uma condição para se desenvolver mecanismos de proteção é adotar uma lógica mais próxima da utilizada no mercado financeiro, o que leva à necessidade de uma formação de preços crível, tanto do ponto de vista conjuntural (mercado *spot*), quanto estrutural (preços dos leilões). Em outras palavras, sem uma precificação adequada, é inviável o desenvolvimento de serviços financeiros de proteção, e na ausência de um mecanismo financeiro os agentes e as entidades do setor buscam endereçar o problema por meio de instrumentos regulatórios, o que, além de ser inefetivo, torna ao final o SEB mais complexo, redundando um processo retroalimentador no qual a complexidade regulatória demanda um novo mecanismo de mitigação de riscos, e esse novo mecanismo tende a tornar o sistema ainda mais complexo, configurando-se uma espiral crescente.

Este trabalho defende que é necessário se repensar o SEB em uma lógica econômica, com um Desenho de Mercado que favoreça a eficiência alocativa, utilizando a ferramenta de leilões nos diversos produtos necessários para o funcionamento adequado e eficiente do mercado de energia elétrica. Aproximar o funcionamento do SEB com os mercados mais

avançados do cenário internacional é uma condição necessária, e para tal apresenta-se uma nova proposta de desenho de mercado nos Capítulos 8 a 10.

Parte III:

Um novo Desenho de Mercado para o SEB

Capítulo 8 - Novo Desenho de Mercado para o SEB

8.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é propor um novo Desenho de Mercado para o SEB, considerando o mecanismo de leilão como principal ferramenta alocativa, utilizando o arcabouço teórico e a experiência internacional apresentada nos capítulos anteriores. Neste capítulo, a proposição de um novo Desenho de Mercado para o SEB é ainda apresentada no plano teórico, observando-se que, nos próximos dois capítulos, são apresentados os aspectos práticos com um maior grau de detalhe, incluindo pontos relevantes sobre a transição a partir do modelo atual.

Primeiramente, apresentam-se as proposições para o novo SEB. Inicia-se com o *Unbundling* dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica, com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa, além do estímulo à oferta de produtos de proteção financeira. Para que essa divisão de mercados ocorra, é relevante a separação do fio e da comercialização na distribuidora, a qual manteria o monopólio natural somente no transporte de energia elétrica, com a transformação da parte comercial em uma LSE. Também é importante, para uma maior robustez financeira, a separação do mercado de atacado e de varejo. Nesse sentido, deve-se rediscutir uma série de papéis atualmente confusos no SEB, entre estes a diferenciação das atividades das comercializadoras (que seriam transformadas em LSEs), dos corretores e dos *traders*, os quais atualmente são todos tratados como comercializadoras. Também se faz necessário criar novas figuras regulatórias, destacando-se os agregadores de medição, as bolsas de energia e os balcões organizados. Este novo Desenho de Mercado considera uma formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM, em uma lógica de despacho *loose pool*. O MCP será com dupla contabilização e *net pool* obrigatório, com ciclos de contabilização diários e liquidação semanal. Por fim, propõe-se a fusão da CCEE e do ONS, criando uma única entidade chamada Operador de Mercado do Brasil (OMB).

Após as proposições, apresenta-se a organização esquemática do novo Desenho de Mercado do SEB, considerando o relacionamento entre os diferentes atores e entidades, como também a resolução das operações dos diferentes mercados em uma abordagem temporal,

iniciando com a contratação de longo prazo, por meio do Mercado de Capacidade, e terminando nas operações de balanceamento e estabilidade do sistema do tempo real.

Na organização do novo Desenho de Mercado, os leilões ocupam um lugar central como instrumento alocativo para promoção da eficiência econômica. Observa-se que cada desenho de leilão deve ser cuidadosamente projetado para o produto ou serviço de energia elétrica em questão, não sendo possível construir um único desenho para todos os produtos. É também relevante eliminar uma confusão comum presente nos *stakeholders* e agentes do SEB que, ao ouvir a menção ao uso de leilões, imaginam que esse mecanismo sempre implica contratos de longo prazo e que tornam a estrutura de contratação engessada, o que é um equívoco claro associado muito mais ao Desenho de Mercado do que ao Desenho do Leilão. A proposta deixa explícito que leilões não são necessariamente condições rígidas de suprimento de longo prazo. Na verdade, tal característica só seria aplicável neste novo desenho para o produto Confiabilidade no Mercado de Capacidade, ainda passível de discussão. O novo SEB teria os seguintes leilões:

- Leilões de Confiabilidade para a segurança de suprimento do SIN;
- Leilões de Energia para atendimento do consumo efetivo e proteção contra as variações de preço do mercado à vista;
- Leilões para operação do SIN visando dar um sinal de preço mais eficiente e com uma lógica econômica;
- Leilões para a contratação de Reserva e Serviços Ancilares, visando o balanceamento e a estabilidade do sistema; e
- Leilões de Certificados de Energia Limpa como mecanismo de incentivo as fontes renováveis.

O novo Desenho de Mercado para o SEB explicita o conjunto de escolhas que devem ser feitas e os *trade-offs* a serem observados. Não existe desenho perfeito e sempre haverá um custo a ser arcado, além de objetivos que devem ser priorizados. Se neste novo desenho a prioridade for a segurança de suprimento, o preço do produto Capacidade tende a ser mais alto. Por outro lado, a liberdade de escolha pelo consumidor no produto Energia Elétrica permite que este usufrua de uma maior competição (menores preços) e dos ganhos tecnológicos às custas de um menor espaço de o Estado estabelecer políticas públicas por meio do setor elétrico. Esses dois exemplos de *trade-offs* demonstram que é possível construir um desenho mais eficiente para o SEB, mas há escolhas e custos a serem considerados.

Por fim, entende-se que o novo de Desenho de Mercado deve ser *truth-telling*, conforme a teoria de leilões apresentada no capítulo 2, no qual é sempre uma melhor escolha econômica para o agente revelar a verdade ao invés de jogar contra o Operador de Mercado e o Regulador.

8.2. Novo Desenho de Mercado do SEB

8.2.1. Organização dos novos mercados

Atualmente, os produtos do SEB são negociados de um modo confuso, como, por exemplo, o *bundle* composto pelo conceito de lastro (capacidade) e energia elétrica (*commodity* – consumo), elevando a complexidade regulatória e de entendimento dos agentes, ressaltando o fenômeno de que, ao se introduzir uma nova regulação, verifica-se uma série de efeitos colaterais devido à mescla de componentes nos produtos que são comercializados. Assim, é necessário, primeiramente, dividir de forma clara e objetiva o que é cada produto do SEB, quais são os benefícios do produto, quem são os responsáveis por gerenciar os riscos de contratação do produto e quais os responsáveis por arcar com os custos do produto. A seguir, detalha-se o que é cada produto na lógica do novo desenho do SEB, explicitando suas principais características.

Proposição 3. *Unbundling dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica, com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa. Além disso, seria estimulada a oferta de instrumentos de proteção financeira.*

A Capacidade Instalada é a somatória dos grupos geradores capazes de produzir energia elétrica para atender o suprimento, sendo a segurança do suprimento um bem público¹⁷³, pois é um elemento estratégico nas economias contemporâneas e digitais. Logo, entende-se que a EPE, como entidade central de planejamento, deveria analisar a capacidade necessária para manter o sistema seguro e estável e informar as condições para realizar essa contratação. O custo da contratação da capacidade seria pago por meio de um Encargo de Capacidade, que seria rateado por todos os consumidores do SIN, pela proporção de seu consumo no horizonte

¹⁷³ Existe uma discussão sobre o que seria bem público ou bem comum. Alguns preferem definir a capacidade como um bem comum, pois seria um bem de todos os participantes e, em especial, dos consumidores. Este trabalho prefere a abordagem de bem público para a capacidade, pois está previsto amplamente na legislação do Brasil o papel do Estado no produto energia elétrica.

dos últimos 12 meses, ou por uma métrica estabelecida previamente. A administração desse encargo seria realizada pelo Operador de Mercado.

O **Mercado de Capacidade** deve ser regulado e com contratação centralizada pelo Operador de Mercado. A demanda é calculada pela EPE e respeitaria um procedimento de planejamento, o qual estaria em consonância com as diretrizes aprovadas pelo CNPE, com revisão a cada quatro anos (o ano de revisão seria no meio de um mandato presidencial para diminuir a influência política). O Encargo de Capacidade seria pago por todos os consumidores e seria adicionado a componente fio das tarifas de distribuição, considerando um valor associado à energia em MWh, com o preço em R\$/MWh¹⁷⁴. Seria contratada a capacidade para atender todo o mercado, considerando-se uma métrica de confiabilidade, e, em um primeiro momento, a métrica adotada seria ainda a GF. Os vencedores dos Leilões de Capacidade serão obrigados a ofertar e participar dos leilões de operação do sistema em um índice igual ou maior ao índice de referência indicado no processo de habilitação técnica para participar do certame de contratação da capacidade, caso contrário, são penalizados e não receberão a receita relativa a essa Capacidade¹⁷⁵. Para os novos leilões, a EPE realizará um cálculo para o preço inicial do leilão, considerando os custos de implementação de uma nova usina, observando-se suas características (*Scoring bids* ou atributos) e por tecnologia, em linha com o Plano Decenal de Energia.

Dado que não há convicção do fenômeno de *Missing Money* no Brasil, o preço inicial proposto para os primeiros leilões seguiria a referência do mercado internacional para renováveis, que atribui 50% da receita sendo auferida via Mercado de Capacidade, o que pode ser ajustado com a realização de mais certames, até chegar ao ponto em que o mercado definiria o preço em um mecanismo sem preço inicial. Logo, os leilões por um período de 5 anos serão realizados por tecnologia e demanda segregada, sendo que as tecnologias a serem contratadas

¹⁷⁴ O custo de instalação de uma nova capacidade é normalmente definido em \$/MW ou, ainda, para fins de comparação internacional, utiliza-se \$/kW. Porém, na precificação, é necessário considerar a disponibilidade da capacidade instalada no tempo e os eventuais custos variáveis são normalmente mensurados em \$/MWh. Logo, para fins de nivelamento dos custos e transações nos mercados de energia elétrica, utilizam-se os valores em MWh. Para melhor entendimento de medidas nos mercados de energia elétrica, recomenda-se a leitura de Stoft (2002) e IEA (2016).

¹⁷⁵ Os geradores que venderem capacidade deverão ser submetidos a uma regulação que exige sua disponibilidade e participação no mercado de tempo real a taxas pré-estabelecidas. Isso substituiria a atual regulação por meio de cálculo da média móvel dos últimos 60 meses, o que é conhecido como Taxa de Referência de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Programada (TEIP). Essa exigência seria apurada mensalmente e refletiria no pagamento do valor de capacidade para o mês referência. Seria uma métrica objetiva considerando número de horas para o ano e para o mês, e os diferentes horários do dia, sendo o cálculo inequívoco para diminuir a possibilidade de judicialização, como também a mitigação do risco para que o gerador não receba o dinheiro antecipadamente e depois não queira realizar o ressarcimento. Se o gerador atender aos requisitos mínimos estabelecidos, não sofrerá nenhuma glosa ou penalização.

devem estar em linha com o Plano Decenal, sendo, posteriormente, avaliado se é adequado caminhar para um leilão com todas as tecnologias competindo conjuntamente.

O **Mercado de Energia** será 100% livre com um período de transição. Todos os consumidores, independentemente do nível de tensão, poderão escolher livremente o seu supridor. As tarifas subsidiadas de baixa renda ou de situação de extrema pobreza serão pagas por meio de um encargo social pelos demais consumidores e adicionados na parcela fio. O ideal seria que isso fosse custeado por uma transferência direta do Tesouro, dada a característica de política social, mas a situação fiscal do país não permitiria essa ação neste primeiro momento. O Operador do Mercado promoveria leilões de compra de energia elétrica para atender esses consumidores, como também para cobrir as perdas técnicas e comerciais.

As perdas técnicas e comerciais seriam adicionadas a todos os vendedores varejistas, que seriam chamados de LSEs, os quais precificariam no mercado. Haveria um estímulo regulatório para as Distribuidoras, na parcela fio, diminuírem as perdas comerciais, as quais seriam pagas, pelas LSEs, para as distribuidoras. Durante a transição, os consumidores teriam assegurado o direito a uma tarifa regulada, se desejarem, com a parte comercial da atual distribuidora (ver *Unbundling* fio e comercial na distribuidora).

A energia elétrica é precificada em R\$/MWh e os mecanismos de mercado deveriam promover o máximo de negociação de modo *ex-ante*, ou seja, para que as diferenças sejam de fato diferenças e não grandes montantes de energia que não foram contratados previamente. A energia elétrica seria negociada em base horária, com a contabilização ocorrendo em base diária e a liquidação em base semanal. Atualmente, os montantes são considerados em base semanal no que tange ao preço, com contabilização e liquidação ocorrendo em base mensal. Essa mudança visa a diminuir o valor a ser considerado como encargo de serviço do sistema, aumentar a liquidez do sistema e diminuir os custos de garantias financeiras, sendo que cada um desses pontos é explicado a seguir.

Considerar o preço em base diária e horária ao invés de semanal e em patamar diminui o montante a ser considerado como encargo de serviço do sistema, pois o descolamento das posições previstas em base semanal, em relação a uma base diária, é por construção maior. Quanto maior o descolamento, maior será o encargo. Economicamente, o ideal é que o preço reflita com maior acurácia a posição física do sistema, o que significa que os efeitos da operação física devem estar refletidos no preço ao invés de procedimentos administrativos, o que é sempre sujeito a questionamentos, mesmo que isso seja da natureza da operação do sistema, devido às particularidades já conhecidas e discutidas do produto energia elétrica.

Assumindo o preço em base diária e horária, identifica-se a necessidade de contabilizar o mercado nessa mesma base. Quanto menor for o período de contabilização, melhor será a qualidade das informações e a flexibilidade para tomada de decisões, seja por parte dos agentes de mercado, seja pelas entidades setoriais. Cada vez mais, a obtenção da informação rapidamente se torna um ativo valioso, pois o dinamismo e a liquidez das operações exigem um grau maior de precisão, visando a mitigar custos e gerar valor para os participantes do mercado de energia elétrica. Um mercado com informações precisas, incluindo a contabilização, permite que o setor financeiro e investidores se sintam mais confortáveis em participar, não somente como financiadores, mas também como *players* relevantes por meio de comercializadoras, participações acionárias em geradores ou distribuidoras ou, ainda, provendo serviços financeiros de proteção às variações de preço.

A Liquidação Financeira seria em base semanal ao invés de base mensal. Assim, seriam agregados semanalmente os dados da última semana e liquidados com a maior rapidez possível. Isso permitiria que os agentes recebessem os recursos financeiros mais rapidamente e que diminuísse o custo total de operação do mercado, ao menos o custo financeiro. Outro ponto positivo em diminuir o ciclo de liquidação diz respeito às Garantias Financeiras exigidas, pois, com o ciclo mensal, o volume total requerido de Garantias Financeiras é muito elevado e, conseqüentemente, muito caro, o que diminui a liquidez e dificulta a constituição de contrapartes centrais ou Bolsas de Energia¹⁷⁶. Por fim, no que tange à base semanal de liquidação, é importante destacar que uma eventual inadimplência seria conhecida com uma antecedência muito maior, o que permitiria promover ações como desligamento de forma muito mais rápida, antes de o problema do volume a ser reclamado ser muito maior, como é na base mensal.

Mercado de Reserva consiste em usinas que seriam contratadas por meio de leilões para prestarem Serviços Ancilares e de reserva operativa para o Operador do Mercado. Os custos do uso desses serviços serão alocados, quando possível, para os agentes de mercado que causaram o seu acionamento, e os serviços necessários para a estabilidade do *grid* serão tratados como um bem comum e com rateio por todos os consumidores que participam do mercado de atacado.

¹⁷⁶ Assume-se que uma Bolsa de Energia contemplaria em sua estrutura uma *Clearing House*, a qual assumiria os riscos financeiros da operação. No mercado de capitais, essa estrutura opera em base diária e as negociações só são realizadas com base em garantias financeiras sólidas. Um mercado em base mensal e com participantes com risco de crédito considerado ruim inviabilizaria uma *Clearing House*, dado o alto risco que refletiria em uma precificação elevada.

Certificados de Energia Limpa seriam criados para o SEB e teriam validade para outros setores da economia. O Operador do Mercado concederia esses certificados para cada MWh gerado por usinas biomassa, CGHs, eólicas, PCHs e solar PV. Também seria estabelecida uma meta de aquisição de certificados para os consumidores em relação a sua carga, sendo que essa meta de aquisição seria inferior à produção estimada para um dado ano, para que ocorra competição no mercado. Caso o consumidor não compre esses certificados e registre no Operador de Mercado, será penalizado por um valor regulatoriamente calculado pela ANEEL.

Os **Instrumentos de Proteção Financeira** seriam estimulados, entendendo-se que a constituição de mercados distintos para cada produto do SEB facilitaria a constituição e venda desses produtos, os quais seriam utilizados pelos agentes de mercado para mitigar os riscos de preços e das operações realizadas. O novo Desenho do SEB retiraria da regulação e das regras e procedimentos de comercialização uma série de mecanismos centrais de proteção de risco atualmente existentes, os quais, na prática, são complexos e são facilmente manipulados em processos judiciais, tendo como exemplo mais claro o MRE¹⁷⁷. Esses instrumentos financeiros seriam estimulados pelas entidades do SEB e seriam, provavelmente, oferecidos pelo mercado financeiro e, eventualmente, por comercializadoras, com sua precificação normalmente associada em R\$/MWh. Em geral, em mercados maduros que utilizam amplamente opções financeiras, são vendidos seguros financeiros contra o preço à vista, ou seja, o preço do Leilão IDM, e são honrados financeiramente pelo vendedor ao comprador caso o preço atingir um determinado patamar, um teto ou piso, dependendo se quem está contratando o serviço quer se proteger de uma alta (normalmente agentes com posição *short*) ou de uma baixa (normalmente agentes com posição *long*). Conforme evolua esse mercado, pode-se introduzir compensações centralizadas, em Bolsas de Energia, no OMB ou ainda na Bolsa de Valores (BM&F – Bovespa).

Proposição 4. *Separação do fio e da comercialização na Distribuidora.*

Propõe-se a separação explícita do fio e da comercialização na distribuidora. O fio será ainda considerado um monopólio natural com tarifa regulada pela ANEEL. Além disso, a Distribuidora na parte fio terá a obrigação regulatória de ofertar o produto de agregação de

¹⁷⁷ A ideia seria transformar o MRE durante o período de transição do preço por modelo para o preço por oferta como um mecanismo voluntário. Em um contexto de preço por oferta o mecanismo seria abolido, e se os agentes desejassem mantê-lo fariam livremente acordos comerciais por meio de instrumentos financeiros bilaterais que poderiam ou não ser registrados no Operador do Mercado, a depender do desenho do Instrumento Financeiro.

pontos de medição, o qual terá, durante o período de transição, uma tarifa regulada. A comercialização será uma atividade de mercado e a parte comercialização das distribuidoras será enquadrada como uma LSE, com uma autorização específica emitida pela ANEEL e sujeita à regulação sobre produtos e serviços mínimos que devem ser ofertados, abrangência nacional, condições comerciais e *disclosure* de informação. Durante o período de transição, as LSEs deverão conceder ainda uma tarifa regulada e os consumidores terão a liberdade de permanecer nessa LSE ou migrar para um novo supridor. Observa-se que será rediscutido o papel do comercializador, além da criação de outras figuras regulatórias.

Proposição 5. *Separação do atacado e varejo.*

Visando um maior dinamismo do mercado e uma melhor organização em torno da escala e da segurança financeira requerida, ocorreria uma separação do atacado e varejo, ou seja, todos os consumidores são livres para escolher o seu supridor, mas só poderiam participar do mercado de atacado aqueles que tivessem uma demanda mínima contratada de 3 MW. Os consumidores e geradores de menor porte, que já fazem parte da CCEE, deveriam migrar para alguma LSE ou comercializadora durante o período de transição estabelecido. É relevante destacar que a liberdade de escolha do consumidor no Mercado de Energia não implica necessariamente sua adesão à CCEE, ou do futuro Operador de Mercado do Brasil (OMB).

Proposição 6. *Separação da figura da Comercializadora e do Corretor*

Propõe-se a separação explícita das figuras regulatórias da Comercializadora e do Corretor. A comercializadora é uma empresa que necessita ter maior envergadura financeira, pois assume posições financeiras e, em várias situações, representa consumidores e geradores perante o Operador do Mercado. Logo, estaria sujeita a uma regulação diferenciada. O corretor, por sua vez, é uma entidade que apenas realiza a intermediação do negócio. Neste caso, poderia ter uma exigência menor de garantias financeiras e regulação, dado que não assume posição financeira. A comercializadora no novo SEB será transformada em uma LSE e deverá contratar ou desenvolver um serviço de agregação de medição para representação das posições agregadas de todos os seus clientes no Operador de Mercado, em uma lógica atacadista.

O corretor não necessitará contratar esse serviço, pois a este só é facultado realizar operações de compra e venda de contratos, sem posição física, e só poderá realizar contratos de venda mediante garantias financeiras aportadas ou a saldo em contratos de compra já realizados.

Proposição 7. *Criação das figuras regulatórias do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados*

O **Agregador de Medição** seria uma empresa que receberia uma autorização da ANEEL e deveria ser certificada em ciclos periódicos. Essa empresa teria a obrigação regulatória de prestar o serviço para as comercializadoras e LSEs, informando os dados agregados dos consumidores e geradores representados pelas LSEs e comercializadoras para o Operador de Mercado. Também informaria os dados abertos por consumidor e gerador para essas empresas e para as LSEs e comercializadoras. As Distribuidoras na parte fio, resultantes do processo de separação fio e comercialização, são obrigadas a ofertar esse serviço por meio de uma tarifa regulada durante a transição e, posteriormente, poderão ofertar por meio de preços competitivos.

A **Bolsa de Energia** é uma entidade regulada com autorização da ANEEL¹⁷⁸ e que deverá oferecer uma plataforma de negociação estável para agentes de mercado de atacado que preencherem requisitos financeiros livremente definidos por essa entidade ou pela *Clearing House* por esta contratada. Nesse ambiente ocorrem operações de compra e venda de produtos relacionados à energia elétrica. Os contratos registrados na Bolsa de Energia, com obrigação de entrega física associada, serão automaticamente considerados pelo Operador do Mercado, não sendo necessário um novo registro pelas partes. Esse registro seguirá uma lógica de contraparte central e a Bolsa de Energia aparecerá como zerada na contabilização do MCP. O SEB poderá ter mais de uma Bolsa de Energia e todas deverão ter a autorização renovada em ciclos periódicos, estando sujeitas a monitoramento e fiscalização do Operador de Mercado e da ANEEL. No limite, uma Bolsa de Energia pode perder a autorização de operação se forem constatadas práticas lesivas ao interesse comum.

O **Balcão Organizado** é uma entidade que oferece uma plataforma de negociação para clientes de atacado e, eventualmente, varejo, comprarem e venderem energia elétrica. O Balcão Organizado não desempenha o papel de contraparte central e, para que tenha os seus contratos de atacado reconhecidos automaticamente pelo Operador de Mercado, deverá se sujeitar a

¹⁷⁸ Deverá ser explorado a necessidade de uma autorização ou supervisão da CVM e do Banco Central, especialmente se a negociação envolver produtos meramente financeiros.

regras e regulações estabelecidas pela ANEEL. Da mesma forma que a Bolsa de Energia, o SEB poderá ter mais de um Balcão Organizado e os seus contratos serão reconhecidos automaticamente pelo Operador de Mercado.

Proposição 8. *Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM, em uma lógica de despacho loose pool. O MCP será com dupla contabilização e net pool obrigatório.*

Assumindo a premissa de que, sempre que for possível, a competição é melhor que a regulação, propõe-se que a formação de preços migre do atual modelo *cost-based tight pool* para *bid-based loose pool*. Os agentes de mercado informariam ao Operador do Mercado os seus lances para geração e para consumo em um leilão para o dia seguinte, chamado Leilão DAM, como também submeteriam lances até um determinado limite de tempo antes da hora de referência em um certame chamado Leilão IDM.

O Leilão IDM seria realizado após o fechamento da posição do Leilão DAM até um determinado *Gate Closure* antes da hora de referência. Podem participar do Leilão IDM os geradores e os programas de resposta da demanda habilitados e que estavam disponíveis no Leilão DAM, mas não foram selecionados ou atendidos. Estes podem submeter novos lances e, se não submeterem os lances originais, permanecem na pilha. O preço do tempo real ou IDM é calculado considerando essa nova pilha, observando-se que se um gerador está comprometido e não consegue gerar, terá que pagar o preço de fechamento do Leilão IDM, que normalmente é mais alto do que o preço do Leilão DAM. As LSEs pagarão ou receberão qualquer desvio em relação à demanda inserida no Leilão DAM e, se estas não inserirem demanda, o Operador de Mercado inserirá uma estimativa automaticamente. Os geradores também receberiam os desvios positivos de geração ao preço do Leilão IDM.

A liquidação do MCP se daria pelo líquido de uma dupla contabilização.

- A demanda é valorada ao preço do Leilão DAM. Para o tempo real, a demanda paga o consumo acima do montante programado ao preço do Leilão IDM e recebe o consumo abaixo do montante programado ao preço do Leilão IDM.
- A oferta é valorada ao preço do Leilão DAM. Para o tempo real, a oferta recebe a geração acima do montante programado ao preço do Leilão IDM e paga a geração abaixo do montante programado ao preço do Leilão IDM.
- Os contratos para uma dada hora podem ser registrados até 3 horas antes, sendo valorados ao preço do Leilão IDM.

A energia elétrica seria negociada em base horária, com a contabilização ocorrendo em base diária e a liquidação em base semanal. Atualmente, os montantes são considerados em base mensal, no que tange ao preço, com contabilização e liquidação ocorrendo em base mensal. Essa mudança visa a diminuir o valor a ser considerado como encargo de serviço do sistema, aumentar a liquidez do sistema e diminuir os custos de garantias financeiras, sendo que cada um desses pontos é explicado a seguir.

- Considerar o preço em base diária e horária ao invés de semanal, e em patamares, diminuir o montante a ser considerado como encargo de serviço do sistema, pois o descolamento das posições previstas em base semanal, em relação a uma base diária é, por construção, maior. Quanto maior o descolamento, maior será o encargo, e economicamente o ideal é que o preço reflita com maior acurácia a posição física do sistema, o que significa que os efeitos da operação física devem estar refletidos no preço ao invés de procedimentos administrativos, o que seria sempre sujeito a questionamentos, mesmo que isso seja da natureza da operação do sistema, devido às particularidades já conhecidas (e discutidas) do produto energia elétrica.
- Assumindo o preço em base diária e horária, identifica-se a necessidade de contabilizar o mercado nessa mesma base. Quanto menor for o período de contabilização, melhor será a qualidade das informações e a flexibilidade para tomada de decisões, seja por parte dos agentes de mercado, seja pelas entidades setoriais. Cada vez mais a obtenção da informação rapidamente se torna um ativo valioso, pois o dinamismo e a liquidez das operações exigem um grau maior de precisão, visando mitigar custos e gerar valor para os participantes do mercado de energia elétrica. Um mercado com informações precisas, incluindo a contabilização, permite que o setor financeiro e investidores se sintam mais confortáveis em participar, não somente como financiadores, mas também como *players* relevantes por meio de comercializadoras, participações acionárias em geradores ou distribuidoras ou, ainda, provendo serviços financeiros de proteção às variações de preço.
- A Liquidação Financeira das posições dos agentes no mercado de curto prazo seria em base semanal ao invés de base mensal. Assim, seriam agregados semanalmente os dados da última semana e liquidados com a maior rapidez possível. Isso permitiria que os agentes recebessem os recursos financeiros mais rapidamente e que diminuíssem o custo total de operação do mercado, ao menos no que tange ao custo financeiro. Outro ponto positivo em diminuir o ciclo de liquidação diz respeito às garantias financeiras exigidas,

pois, com o ciclo mensal, o volume total requerido de garantias financeiras é muito elevado e, conseqüentemente, muito caro, o que diminui a liquidez e dificulta a constituição de contrapartes centrais ou Bolsas de Energia. Por fim, no que tange à base semanal de liquidação, é importante destacar que uma eventual inadimplência seria conhecida com uma antecedência muito maior, o que permitiria promover ações, como desligamento, de forma muito mais rápida, antes de o problema do volume a ser reclamando seja muito maior, como é na base mensal.

Proposição 9. *Fusão da CCEE e do ONS formando o Operador de Mercado do Brasil (OMB)*

O novo Desenho de Mercado busca um maior acoplamento do mundo comercial e do mundo físico. Logo, as relações comerciais deixarão de ser tratadas como apartadas do que ocorre no processo de despacho e estabilidade do *grid*. Adicionalmente, observa-se que uma série de pagamentos relacionados a serviços de estabilidade do *grid* seriam contratados de forma competitiva, o que demandaria uma relação ainda mais próxima do universo comercial e físico. Por fim, o próprio processo de despacho, o qual, ao migrar para um *bid-based* ou *loose pool*, demanda uma série de relações comerciais para que se reflita uma operação otimizada do sistema a partir dos lances submetidos pelos agentes. Assim, o presente trabalho propõe a fusão da CCEE e do ONS com a formação de uma nova entidade chamada Operador do Mercado do Brasil (OMB).

Espera-se que com a criação do OMB se obtenham ganhos de escala e eficiência nas atividades operacionais atualmente desempenhadas separadamente pelo ONS e CCEE. Complementarmente, entende-se que o SEB ganharia eficiência se uma única entidade analisasse conjuntamente os universos comerciais e físicos, observando-se que, na abordagem com maior competição e formação de preço por oferta, a tendência é de operar o universo físico a partir do que ocorre no universo comercial, ao contrário do paradigma atual, em que a segurança e estabilidade do *grid* acabam por se tornar um fim em si, relativizando-se, muitas vezes, as questões comerciais e de alocação de custos.

8.2.2. Organização esquemática

8.2.2.1. Proposta do Novo Desenho do SEB

Esta combinação de mercados para produtos vinculados à energia elétrica visa constituir um SEB mais organizado e eficiente, no qual os formuladores de política e as entidades

consigam aumentar a eficácia de sua atuação, identificando, ao introduzir uma política, regulação e operação, quais são os resultados e comportamentos esperados dos agentes de mercado. Uma crítica à atual organização do SEB é que o desenho é tão complexo e a regulação tão permeada de detalhes para dar conta desse desenho, que atualmente é muito difícil, ao se introduzir uma política ou regulação, prever com relativa segurança os resultados que serão obtidos.

Após essas considerações, apresenta-se na Figura 8.1 o novo desenho de mercado proposto para o SEB, no que tange à segregação de produtos.

Figura 8.1 – Mercados no Novo Desenho do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 8.2 é demonstrado o novo desenho de mercado do SEB nas dimensões física e financeira, com a nova divisão de papéis proposta, incluindo a presença das Bolsas de Energia e Balcões Organizados.

8.2.2.2. Proposta de adoção de um Loose Pool

Esse desenho de mercado proposto considera uma operação do sistema e formação de preços do tipo *bid based* ou *loose pool*.

O Brasil possui uma forte participação de renováveis, especialmente hidráulicas de larga escala, o que torna mais complexo, ou praticamente inviável, um despacho do tipo bilateral, o qual é utilizado na maior parte da Europa continental.

Figura 8.2 – Relacionamentos e Dimensões no Novo Desenho do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Contudo, permanecer no atual modelo de despacho *tight pool* não é viável, sendo que este já apresenta diversos sinais de esgotamento, seja pela judicialização, seja pela baixa eficiência econômica. O ONS, ao adotar medidas visando a segurança física, impacta sensivelmente o preço, sendo que os agentes de mercado, na maioria das vezes, não participam dessa decisão, o que abre um amplo espaço para disputas administrativas e judiciais. Além disso, pouco se justifica oscilações tão rápidas do preço simplesmente por uma alteração metodológica ou pelo nível de chuvas da última semana, sem que tenham ocorrido alterações físicas ou mercadológicas relevantes.

A adoção de um modelo *loose pool* levaria os agentes de mercado a serem ativos na formação do preço, pois, em um leilão para operação do sistema, estes participariam ofertando lances de geração ou de consumo ao OMB. Os geradores ofertariam quantidades e valores em R\$/MWh de geração, seja no Leilão DAM ou IDM, enquanto as entidades que representam os consumidores (LSEs) submeteriam lances de consumo com as mesmas informações.

O estímulo econômico para que o mecanismo seja *truth-telling* do lado dos geradores estaria na utilização de um único preço de liquidação marginal e no desenho do SEB, que permitiria que um agente se protegesse das flutuações do tempo real, dado os contratos de energia já vendidos previamente. Como demonstrado anteriormente, o preço marginal estimula a verdade, desde que não haja poder de mercado, dado que, se o gerador submeter um preço muito alto, corre o risco de não ser despachado e, se submeter um preço muito baixo, aumenta a probabilidade de despacho, porém joga todo o preço marginal para baixo, diminuindo sua

renda inframarginal sobre a parte descontratada, resultando menor excedente do produtor. Assim, o mais viável é ofertar o seu preço real visando a cobrir-se de uma eventual exposição ao preço do tempo real, dado que já realizou vendas prévias de energia elétrica em contratos. Eventual geração acima dos contratos também serão liquidadas ao PLD. Logo, o produtor tem estímulos econômicos, seja no DAM ou IDM, para adequar sua geração às vendas realizadas e vice-versa.

O estímulo econômico *truth-telling* para quem está na ponta de consumo fica no fato de que, se declarar montantes superiores ao seu consumo efetivo, será responsável por arcar com o custo do acionamento das reservas pelo OMB e por pagar os desvios incorridos ao preço do Leilão IDM. A Figura 8.3 sintetiza um modelo de despacho *loose pool* para o SEB.

Figura 8.3 – Operação do SEB em formato Loose Pool

Fonte: Elaborado pelo autor

As seções 8.2.3 e 8.2.4 detalham a necessidade da segmentação de mercados proposta para o SEB, destacando-se o *Unbundling* Lastro (Capacidade) e Energia, o *Unbundling* serviços de transporte (fio) e comercialização na distribuição, e os instrumentos financeiros de proteção.

8.2.3. *Unbundling Lastro (Capacidade) e Energia*

8.2.3.1. *Introdução*

O novo desenho de mercado para o SEB tem como uma das suas principais inovações a separação do lastro (capacidade) da energia. No caso brasileiro, a capacidade instalada irá se refletir em uma GF¹⁷⁹ e, para fins de nomenclatura setorial, legislação e regulação, a contratação da capacidade instalada se dá pelo conceito de lastro. A GF atribuída a uma usina considera cálculos realizados pela EPE e CCEE, os quais serão o volume máximo¹⁸⁰ a ser comercializado por essa usina.

Atualmente, os contratos celebrados nos dois ambientes de comercialização (ACR e ACL) consideram um *bundle*, ou seja, no momento em que se adquire a energia está se adquirindo o lastro automaticamente. No ACR isso está explícito no próprio contrato CCEAR e também nas regras de comercialização, que determinam que as distribuidoras estejam 100% cobertas contratualmente no ano civil, caso contrário, a empresa será penalizada por falta de lastro no âmbito da comercialização de energia (CCEE) e sofrerá, eventualmente, glosas tarifárias pela ANEEL. Para os participantes do ACL e todos os vendedores, o cálculo da penalidade por falta de lastro considera a média de contratação dos últimos doze meses em relação ao consumo e/ou GF apurada. Logo, o conceito de lastro mistura-se com o conceito de energia.

A seguir são detalhados os benefícios (pontos positivos) e os pontos de atenção relacionados à separação lastro e energia (*Unbundling*).

- simplificação das Regras de Comercialização;
- atenua o problema da indexação dos Contratos (PPA);
- permitiria a liberalização de 100% do Mercado de Energia, pois a segurança estaria assegurada pela contratação de Capacidade;
- permite maior liquidez, pois as operações mais ativas de mercado só envolveriam energia;
- sinal econômico mais adequado para energia elétrica;

¹⁷⁹ Internacionalmente, para fins de planejamento energético, considera-se a garantia física como energia firme (FEC – *Firm Energy Certificates*). Nos mercados internacionais é mais comum a comercialização da *commodity* energia do que a comercialização do FEC.

¹⁸⁰ Conforme as regras de comercialização do SEB, é necessário considerar as perdas da rede básica, ou seja, o proprietário da usina deverá subtrair as perdas do volume a ser comercializado de GF, para evitar a penalidade de falta de lastro.

- manteria a liberdade de se estabelecer política energética, pois a EPE e os formuladores de política poderiam determinar o tipo de capacidade a ser adquirida.

Apesar dos benefícios elencados, também se deve destacar os pontos de atenção de atenção que deverão ser endereçados:

- menor participação de fundos de investimento no setor elétrico;
- maior dificuldade de financiabilidade dos projetos;
- risco de renda excedente aos vendedores, se o Encargo de Capacidade for mal dimensionado.

Os benefícios e os pontos de atenção listados sobre o *Unbundling* de Lastro e Energia são detalhados nas próximas duas subseções.

8.2.3.2. *Benefícios do Unbundling Lastro (Capacidade) e Energia*

8.2.3.2.1. *Simplificação das Regras de Comercialização*

Um dos benefícios da separação de lastro e energia seria diminuir a complexidade das regras de comercialização, pois os agentes necessitam realizar complexos cálculos para calcular a média móvel de recursos e requisitos dos últimos doze meses e assim adotar sua estratégia de contratação. A segregação das duas componentes evitaria uma série de complexidades regulatórias e operacionais que surgem ao se misturar um conceito de confiabilidade (lastro) e o consumo/geração da energia elétrica, algo que fica explícito quando se observa que um agente pode estar positivo na posição de energia elétrica para um dado mês (contabilização do MCP) e pagando penalidade de insuficiência de lastro, ou vice-versa. Também se observa o processo de sazonalização no qual se distribui ao longo do ano o direito de venda de GF com base no que se espera do preço do tempo real (PLD), novamente se misturando os conceitos.

Assim, entende-se que o adequado seria o agente de mercado se preocupar somente com o preço da energia. A questão do lastro deveria ser tratada como algo sistêmico e endereçado pela contratação centralizada da capacidade pelo OMB.

8.2.3.2.2. *Atenua o problema da indexação dos Contratos (PPA)*

Normalmente, para atrair o investimento e instalar uma nova usina, oferecem-se contratos (PPAs) de longo prazo indexados pela inflação ou algum tipo de atualização relacionada à tecnologia dos projetos (câmbio, combustível ou cesta de índices). No SEB, considera-se a variação da inflação (IPCA) e a variação dos preços dos combustíveis quando a usina é de tecnologia de combustíveis fósseis. Essa correção pela inflação é requerida pelos investidores e desenvolvedores como uma forma de proteção ao investimento, como também exigida pelos financiadores (BNDES e demais bancos). Ao se negociar um *bundle* lastro-energia, está se indexando os dois produtos, sendo que o correto seria indexar somente o lastro, que está associado à construção da usina, permitindo que a *commodity* energia seja negociada livremente aos preços de mercado. Entende-se que para facilitar o processo de financiabilidade poderia ser oferecido um Contrato de Energia, em um leilão conjunto ou sequencial, porém esse contrato deveria ser de um prazo sensivelmente menor do que o contrato do lastro.

8.2.3.2.3. *Permitiria a liberalização do Mercado de Energia*

Um dos grandes empecilhos para uma maior liberalização do ACL é a garantia de expansão da geração, ou seja, a segurança física do sistema. Atualmente a expansão da geração é viabilizada majoritariamente por meio dos Leilões do ACR. Logo, uma migração massiva para o ACL, ou liberalização total do mercado, levaria o sistema ao colapso se não fosse criado um mecanismo de contratação de capacidade.

A separação de lastro e energia resolveria esse dilema, pois a contratação do lastro seria realizada de modo centralizado, em consonância com a política energética e os objetivos dos formuladores de política, sendo paga por todos os consumidores (ACR e ACL) por meio de um Encargo de Capacidade. O problema da segurança de suprimento estaria solucionado e a *commodity* energia seria uma questão de preço no mercado.

8.2.3.2.4. *Permite maior Liquidez*

Algo relevante em qualquer mercado é a liquidez, pois mercados com elevada liquidez são mais atrativos, dado que é possível se desfazer da posição assumida (*short* ou *long*) a qualquer momento, a preços de mercado. Ao separar o lastro da energia, a maior parte das operações de mercado considerarão somente energia, o que levará essas operações a serem mais dinâmicas por construção, pois os agentes e as regras de comercialização não terão de lidar com

a penalidade de insuficiência de lastro e com outras consequências do *bundle*, mas somente com os preços de energia e suas estratégias operacionais e comerciais.

8.2.3.2.5. *Sinal econômico mais adequado*

Observando-se que os agentes de mercado normalmente estarão preocupados com as operações de energia elétrica, entende-se que a escassez ou abundância do produto será refletida no preço, desde que o Desenho de Mercado proposto para o SEB seja *truth-telling*. Em linha com a teoria microeconômica, o preço é a variável mais importante em qualquer mercado, pois é um parâmetro que sintetiza as principais características do produto e do mercado. Logo, a separação de lastro e energia permitirá um sinal econômico mais adequado, sendo que o preço da energia refletirá somente a *commodity* e não mais o lastro, e este, por sua vez, refletirá o custo da infraestrutura de geração.

8.2.3.2.6. *Mantém a liberdade no estabelecimento da política energética*

Uma preocupação recorrente no SEB é se uma liberalização do mercado retiraria a capacidade de os formuladores de política estabelecerem política energética. Se o desenho proposto para o SEB fosse *Only Energy Market*, essa liberdade seria sensivelmente atingida, considerando-se que os preços de mercado determinariam quais tecnologias e em quais pontos físicos do sistema seriam instaladas as novas usinas. Contudo, a criação de um Mercado de Capacidade permitiria que a EPE e o MME, com apoio do OMB, definissem o tipo e as regiões de instalação de capacidade.

Entende-se que estabelecer a matriz ideal para o país e a segurança do sistema são bens públicos, e que deixar essa definição como responsabilidade do mercado pode ser perigoso, na medida em que os estímulos do mercado são sempre a maximização dos lucros e, se as externalidades¹⁸¹ não estiverem bem modeladas, estas podem ser socializadas e o causador dos problemas teria uma elevada lucratividade sem arcar com os custos das decisões.

¹⁸¹ Em situações de externalidades negativas, poluição, por exemplo, e poder de mercado, é recomendável a atuação do Estado por meio de Agências Reguladoras e entidades (privadas ou governamentais) que analisam o bem público. A capacidade instalada para produção de um produto estratégico como energia elétrica deve ser visto como um bem público, o qual impacta toda a economia do país, além de ter uma série de características especiais, incluindo, mas não se limitando, tecnologias a serem desenvolvidas e meio-ambiente.

8.2.3.3. *Pontos de Atenção do Unbundling Lastro (Capacidade) e Energia*

8.2.3.3.1. *Menor participação de fundos de investimentos no SEB*

Atualmente participam no SEB diversos fundos de investimento (nacionais e internacionais), os quais enxergam as usinas de energia elétrica com um fluxo de caixa com baixo risco, devido à estrutura dos PPAs oferecidos nos Leilões do ACR. A separação dos mercados tende a diminuir a participação desses fundos, pois haveria maior dificuldade em equacionar o retorno do projeto, além da necessidade de participar ativamente de um mercado de energia elétrica que intrinsicamente possui características complexas. Essa separação dos mercados acaba com a renda garantida total de longo prazo dos projetos, e tende a afastar investidores que sejam meramente financistas.

Espera-se que aumente a participação desses fundos de investimento nos agentes tradicionais do setor, em especial nos *players* internacionais, que já estão acostumados a atuar em mercados com esse desenho, destacando-se Europa e Estados Unidos. Isso tende a aumentar a concentração de mercado e, conseqüentemente, demandaria maior atenção dos órgãos reguladores da concorrência e do Operador de Mercado.

8.2.3.3.2. *Maior dificuldade de financiabilidade dos projetos*

Atualmente os PPAs dos Leilões do ACR são atrativos e seguros, pois garantem a quase totalidade da renda das usinas com a venda em um único produto e, muitas vezes, em um único momento. Ao se adotar uma separação dos mercados, eleva-se a dificuldade de financiabilidade dos projetos, especialmente se a formação de preços do mercado não for considerável crível.

A experiência internacional (IEA, 2016a) aponta que um Mercado de Capacidade remunera ao redor de 50% das receitas totais para usinas de tecnologias renováveis e, para as tecnologias tradicionais, este percentual seria entre 30%-35%. Se essa mesma divisão permanecer no SEB, significa que um projeto vencedor de um certame poderia oferecer como garantia no processo de financiamento apenas esses percentuais, sendo que a diferença da receita seria obtida a preços de mercado, os quais, no SEB, não são críveis, em especial dada sua volatilidade, conforme apresentado no Capítulo 7. Logo, os financiadores tendem a exigir taxas de juros mais elevadas ou, em casos extremos, a recusar a concessão do financiamento.

No caso brasileiro uma alternativa a esse problema seria estabelecer um PLD mínimo mais elevado, o que resolveria o problema no curto prazo, mas limitaria as escolhas no médio e longo prazo, dado que a tendência mundial é de preços no tempo real mais baixos (preço *spot*), tendo em vista a maior penetração de tecnologias renováveis.

8.2.3.3.3. *Risco de sobre renda*

Deve-se ter cuidado ao desenhar o Mercado de Capacidade e determinar o quanto da receita total necessária do projeto será pago por esse mercado, pois um erro de dimensionamento pode proporcionar uma sobrerenda ao gerador, ou de outra forma, até mesmo inviabilizar o Projeto. Um elemento importante para a definição da renda máxima a ser paga nesse mercado é a formação de preços do tempo real, pois um preço extremamente volátil, como o do SEB, tende a elevar a pressão dos geradores para pagamentos maiores e, obviamente, se o preço *spot* subir, estes não irão propor uma devolução de recursos. Uma tentação sobre o Regulador seria estabelecer regras para a devolução dos valores e estabelecer patamares para o preço, o que vai de encontro à simplificação das regras de comercialização e de um maior dinamismo concorrencial no mercado.

Assim, a discussão sobre a renda do Mercado de Capacidade é uma das mais relevantes no novo Desenho de Mercado do SEB, em linha com o apresentado no Capítulo 5, pois um erro no dimensionamento pode dar uma sobrerenda aos geradores e onerar os consumidores.

8.2.3.4. *Consolidando os Benefícios e Pontos de Atenção*

Na Tabela 8.1. estão sumarizados os principais benefícios e pontos de atenção no *Unbundling* dos componentes lastro e energia.

Tabela 8.1 – Unbundling Lastro e Energia - Pontos Positivos e Pontos de Atenção

Benefícios	Pontos de Atenção
> Simplificação das Regras de Comercialização	> Menor participação de fundos de investimentos no SEB
> Atenua o problema da indexação dos Contratos (PPA)	> Maior dificuldade de financiabilidade dos projetos
> Permite a liberalização do mercado de Energia	> Risco de sobre renda
> Permite maior Liquidez	
> Sinal econômico mais adequado	
> Mantém a liberdade no estabelecimento da política energética	

Fonte: Elaborado pelo autor

8.2.4. *Unbundling Fio e comercialização na Distribuição*

A atual estrutura regulatória e de Desenho de Mercado do SEB trata a distribuição como um *bundle* de serviços de transporte (fio) e comercialização de energia elétrica para os consumidores cativos. A análise tarifária, seja no reajuste, seja na revisão, segrega as componentes de compra de energia dos custos de gestão e administração dos diversos serviços da rede, com destaque para o transporte. Adicionalmente, considera-se a distribuição de energia

elétrica como um monopólio natural, não tendo sentido econômico nem prático ter concorrência entre duas ou mais distribuidoras em uma mesma área de concessão.

Todavia, cabe uma correção nesse pensamento tradicional do SEB.

O serviço de transporte e gerenciamento da rede de distribuição é um monopólio natural e deve ser regulado, porém, a comercialização de energia elétrica não deveria ser tratada dessa forma. O tecnicamente correto, sob um arcabouço teórico de mercados, seria entender que a comercialização é competitiva, e mesmo os consumidores residenciais deveriam ter o direito à escolha da empresa de quem adquirem energia.

Como apontado no Capítulo 5, a competição no suprimento de energia elétrica permitiria melhores preços e também o surgimento de novos serviços agregados, tais como manutenção de eletrodomésticos e eficiência energética. A Distribuidora local poderia também comercializar energia e consequentemente teria uma vantagem natural por conhecer a rede e ter a base de clientes, porém esta deveria ser exposta à competição, no que tange à comercialização. Algumas distribuidoras podem até mesmo sair do negócio de comercialização por entenderem que somente os negócios gestão da rede e transporte sejam interessantes, sendo isso uma análise individual e de negócio de cada empresa.

No novo Desenho de Mercado do SEB a distribuidora, na componente comercialização, passaria a ser considerada como uma LSE, do mesmo modo que os demais comercializadores. Para fins de comercialização e registro de contratos no OMB, só será considerado o mercado atacado, sendo que todas as atividades do varejo, incluindo os riscos de mercado, são de responsabilidade dos agregadores comerciais (LSEs). Como será discutido no Capítulo 9, durante a transição para o novo modelo, os atuais consumidores especiais e outros grupos de consumidores terão um prazo para migrar para uma LSE, sendo que a parte comercial das distribuidoras atuais serão também LSEs.

Uma das vantagens do *Unbundling* dos componentes serviços de transporte e comercialização de energia elétrica é a diminuição da complexidade tarifária. Serão desnecessários diversos cálculos complexos que são realizados pela ANEEL e que estão sujeitos à Audiência Pública. Considerando-se que a comercialização é competitiva e a preços de mercados, o papel da ANEEL será muito mais o de fiscalizar e coibir práticas de mercado anticompetitivas do que regular o preço e se os custos estão sendo corretamente alocados. Outro ponto positivo desse *Unbundling* seria uma visão mais clara sobre a lucratividade de cada segmento de negócio e a eliminação de eventuais problemas contábeis e regulatórios entre os componentes, o que pode redundar subsídios cruzados, por mais que se tente segregar os custos.

Por fim, o *Unbundling* torna o negócio de comercialização de energia mais atrativo e menos sujeito a interferências políticas e a controles tarifários diretos. Dado que comercialização seria regida por competição, as condições de mercado é que definiriam quais preços seriam praticados e como os mercados seriam organizados. Caberá aos formuladores de política e à ANEEL estabelecer uma regulação que, por exemplo, demande que as LSEs estejam presentes em determinadas localidades para se evitar que regiões mais pobres e menos atrativas não tenham competição.

Entretanto, o principal ponto de atenção no *Unbundling* é justamente o menor espaço para os formuladores de política interferirem na tarifa e realizarem política em um produto estratégico como energia elétrica.

Em algumas regiões do país, a interferência política ainda é relevante e, para grande parte da população, esse produto é uma obrigação do Estado, não havendo a ideia de um mercado de energia elétrica. Para fins deste trabalho, entende-se que a obrigação do Estado se restringe a prover a segurança de suprimento por meio do Mercado de Capacidade e um ambiente competitivo no Mercado de Energia. Não seria papel do Estado realizar intervenções tarifárias, pois, uma vez que o custo é dado, a intervenção do Estado distorce a alocação de riscos e custos entre os agentes, o que, em um segundo momento, reflete em tarifas mais elevadas para o consumidor ou em um custo para o contribuinte por meio do Tesouro.

8.2.5. *Instrumentos Financeiros de proteção*

Outra inovação do novo Desenho de Mercado seria a promoção de instrumentos financeiros de proteção por meio do mercado, ao invés de promover tais tipos de mecanismos por meio da regulação, o que sempre é mais complexo e sujeito a disputas judiciais. O maior exemplo disso é o MRE, um mecanismo de compartilhamento e gestão de risco das usinas hidráulicas, o qual é, na prática, gerido pelo Operador do Sistema (ONS), no que tange ao despacho das usinas em um regime *tight pool*, e pelo Operador de Mercado (CCEE), no que diz respeito à contabilização e liquidação financeira das operações.

Os instrumentos financeiros seriam contratados livremente pelos agentes, incluindo instituições financeiras, *traders*, balcões organizados, bolsas de energia e bolsa de valores. Esses instrumentos não teriam a obrigação física de entrega, mas seriam uma proteção financeira contra posições físicas assumidas. Por exemplo, um agente que esteja com posição vendida pode adquirir serviços de proteção de um outro agente do mercado ou, ainda, de uma empresa ou entidade financeira, contra um determinado nível do PLD futuro, sendo que, se o

PLD atingir esse nível, receberá a diferença entre o PLD real e o PLD teto que contratou como proteção. O oposto é possível para um agente que esteja com posição comprada e tenha uma queda do PLD. Neste caso, este pode comprar um serviço de proteção de piso do PLD e, caso o PLD real seja inferior a esse preço referência, receberá a diferença.

Esse tipo de serviço não é comum no SEB hoje, seja porque os agentes não estão acostumados, seja pela ausência de oferta desse tipo de serviços. Observa-se um primeiro movimento de mercado no sentido de prover serviços de proteção financeira, porém entende-se que uma melhor segregação dos mercados e a eliminação de mecanismos regulatórios centralizados de gestão de riscos impulsionará os agentes a procurarem tal tipo de serviço.

Instrumentos financeiros de proteção são utilizados em diversos mercados e podem ser úteis para atrair o setor financeiro de modo mais ativo para o SEB. Atualmente, a participação do setor financeiro é muito mais concedendo crédito para construção de usinas, ou rolagem de dívidas, do que para fomentar a liquidez e mecanismos de proteção. Também se entende que esse tipo de instrumento facilitará a obtenção de financiamentos para construção de novas usinas, sejam elas no Mercado de Capacidade ou não, pois os agentes já poderão, no seu projeto de negócio, mitigar parte do risco de mercado.

Outro ponto interessante ao promover instrumentos financeiros de proteção de risco é a diminuição do risco de judicialização, pois cada agente seria responsável por gerenciar seus riscos. Atualmente é muito fácil judicializar as questões do SEB, pois os agentes, quando estão em posições desfavoráveis, alegam que o problema não foi gerado por suas decisões empresariais, mas, sim, por decisões centrais, tais como planejamento setorial e despacho das usinas, em relação às quais não possuem controle ou responsabilidade. Desse modo, alocar o ônus da decisão para cada agente de mercado diminui o espaço para disputas judiciais, dado que a escolha de correr ou não correr determinado risco é do agente.

Como ponto de atenção a ser considerado, tem-se que o mundo financeiro é muito mais sofisticado do que o setor elétrico tradicional. Logo, a regulação e monitoramento desse tipo de serviço precisará ser muito mais rígida e exigirá ações conjuntas da ANEEL, CVM e da Bolsa de Valores. Este novo mundo torna menos complexa a operação dos mercados de energia elétrica, mas torna também esse mercado mais suscetível a movimentos especulativos.

8.3. Leilões como principal elemento alocativo

8.3.1. Introdução

Nesta seção é discutido o papel dos leilões como mecanismo alocativo central do novo Desenho de Mercado do SEB.

Proposição 10. *Leilões como principal mecanismo alocativo do novo Desenho de Mercado do SEB*

Este trabalho propõe que os leilões sejam o principal mecanismo alocativo do Desenho de Mercado do SEB, considerando que serão necessários diferentes tipos de leilões para os diferentes tipos de produtos que serão negociados, visando à eficiência econômica. Os Leilões de Lastro (Capacidade) visam à segurança do suprimento e a manter o papel dos formuladores de política na política energética, com especial destaque para o *mix* de tecnologias de geração. Os Leilões de Energia seriam de participação voluntária e criariam um *marketplace* em que os agentes de mercado poderiam realizar Contratos *Forward*, visando a proteção contra as variações de preço do tempo real. Um elemento central neste modelo são os Leilões para operação do SIN, o que significa uma formação de preços por meio da submissão de lances, migrando do atual formato *tight pool* para o formato *loose pool*. Por fim, seriam organizados os Leilões de Certificados de Energia Limpa, os quais seriam utilizados como instrumento de política energética e de incentivo a manter uma matriz limpa. Defende-se que essa combinação de leilões, com diferentes objetivos e, consequentemente, diferentes desenhos, permitiria que o SEB tivesse uma alocação econômica mais eficiente.

8.3.2. Leilões de Capacidade

8.3.2.1. Introdução

Os Leilões de Capacidade seriam realizados pelo OMB, com base em diretrizes estabelecidas pelo MME e estudos técnicos da EPE e com regulação da ANEEL.

As diretrizes estabelecidas pelo MME considerariam as estimativas de crescimento do consumo, o critério de confiabilidade, os objetivos da política energética e as informações e análises da operação do SIN apresentadas pelo OMB.

Como apresentado no Capítulo 5, alguns mercados de energia elétrica necessitam desenvolver um Mercado de Capacidade visando atenuar algumas falhas de mercado. Países com uma expressiva presença de energias renováveis, como o Brasil, podem apresentar extrema volatilidade no preço do mercado *spot*, o que não prevê sinais adequados para que sejam atraídos investimentos em geração de energia elétrica. Em outras palavras, uma abordagem *Only Energy Market* pode causar problemas na segurança do suprimento. Além disso, sem nenhum tipo de regulação ou mercado específico, a nova capacidade pode ser de tecnologias não desejadas ou que ainda dificultem a atuação do Operador do Sistema.

Os Leilões de Capacidade para o Brasil seriam uma mescla dos princípios dos atuais Leilões de Energia Nova e Leilões de Energia de Reserva, observando:

- volume de contratação adequado para atender o crescimento do consumo, e o cálculo da GF necessária.
- antecedência e duração do contrato.
- *Scoring bids*.
- desenho do Leilão (Inclusão de produtos de eficiência energética, Leilões multiprodutos para nova capacidade e com único produto para capacidade existente).
- pagamento e gestão dos contratos de capacidade pelo OMB.

8.3.2.2. *Volume de contratação considerando crescimento da carga e o cálculo da Garantia Física*

O volume de contratação de capacidade consideraria o crescimento esperado do consumo e o cálculo da GF (Confiabilidade) necessária para atender a esse consumo, o que redundaria na capacidade a ser adquirida. Para se evitar pressões políticas, seria criado pela EPE um Procedimento de Planejamento, similar aos Procedimentos de Rede e de Comercialização operacionalizados atualmente pelo ONS e CCEE, respectivamente. Este Procedimento de Planejamento incluiria os critérios que teriam de ser obedecidos para a estimativa de crescimento do consumo, determinação do *mix* tecnológico e, por fim, a métrica de critério de suprimento e confiabilidade a ser perseguida. Após a realização do certame, todos esses dados seriam revelados, dado que revelá-los antecipadamente poderia levar os agentes de mercado a jogarem (*gaming*) contra o leiloeiro e forçarem um fechamento a preços mais elevados.

Assim, o volume de capacidade a ser contratado seria um número indireto, pois ainda se adquiriria no certame um volume de GF, que é a métrica que representa a confiabilidade,

dado que as usinas das diferentes tecnologias de geração podem contribuir de modo diferente para a segurança e atendimento do sistema. Contudo, o cálculo da GF neste modelo é simplesmente referencial para os certames e para questões de planejamento e segurança do suprimento. As relações regulares do mercado de energia elétrica (DAM-IDM, Certificados de Energia e outros) não considerariam este componente.

8.3.2.3. *Antecedência e duração do contrato de capacidade*

Seria mantida a lógica de contratar antecipadamente as usinas, sendo os custos da contratação rateados por todos os consumidores em proporção ao seu consumo nos últimos 12 meses, já não existindo mais o ACR e ACL, dado que a energia seria livremente comercializada.

Os leilões de capacidade seriam realizados com maior concatenação com os leilões de transmissão, mitigando os problemas de descasamento, o que normalmente redundaria em pagamentos realizados para usinas que estão prontas, mas não podem escoar a energia. Esses leilões de transmissão teriam calendário pré-definido. A ideia seria a realização de Leilões A-6 para grandes projetos, A-4 para projetos de médio porte, A-3 para projetos pequenos e A-1 para capacidade existente.

Os leilões de transmissão seriam realizados em A-5, A-4, A-3 e A-2, visando a compatibilizar adequadamente as obras de transmissão com os leilões de geração promovidos anteriormente. Os leilões de transmissão em A-2 seriam basicamente obras de menor alcance, visando acomodar os leilões de capacidade para pequenos projetos realizados em A-3. Destaca-se que, apesar dessa compatibilização, será adotada uma metodologia de *Scoring Bids* que busca refletir outros elementos, o que inclui os custos de transmissão, que são arcados pelos consumidores.

A duração do período de duração dos contratos de capacidade também merece uma discussão especial. Contratos muito longos são desejados pelos investidores, os quais entendem como um fluxo de caixa garantido. Contudo, isso faz com que o consumidor perca o benefício da redução de preços, devido ao surgimento de novas tecnologias ou ganhos de escala, além da indexação normalmente requerida, que faz com que agrave esse descolamento de preços.

Figura 8.4 – Linha do tempo dos Leilões de Capacidade e Transmissão

Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, entende-se que o período de duração seja somente o suficiente para o financiamento do projeto. Após esse prazo, as usinas poderiam concorrer em novos leilões de capacidade existente, porém com outros preços e com períodos mais curtos. Períodos muito longos permitem que os investidores tenham uma sobrerenda e, dependendo da evolução tecnológica, podem retardar a entrada de projetos muito mais vantajosos para o sistema. A Figura 8.5 exemplifica uma usina que garante um PPA de 20 anos em um Leilão de Capacidade A-3, considerando um reajuste pelo IPCA e assumindo uma taxa de longo prazo de 6% ao ano. Comparando a evolução do preço do PPA com diferentes níveis de evolução tecnológica, é perceptível que o investidor passa a ter uma expressiva sobrerenda, especialmente após o décimo ano em que a usina está em operação. Quanto maior for a evolução tecnológica, maior será a sobrerenda, ou seja, se uma tecnologia está em um rápido desenvolvendo, deve-se ter cuidado ao realizar um leilão com PPAs indexados pela inflação, especialmente se o país possui uma taxa de inflação alta, como é o caso do Brasil.

Dado que o período de duração deve ser o suficiente para a financiabilidade do projeto, este parâmetro pode e deve mudar conforme mudem as condições do mercado. O novo desenho do SEB deve estabelecer somente um teto de anos que um contrato de capacidade de novas usinas pode ter, mas deve-se evitar estabelecer um piso. Esse período de anos do PPA para cada leilão será estabelecido pelo MME, a partir de estudos e recomendações da EPE e do OMB, sendo que a participação do OMB é importante devido a sua maior proximidade com os agentes de mercado. No que tange à capacidade existente, os contratos deverão ter curta duração,

popondo-se um prazo padronizado de três anos, o qual seria o mínimo necessário para substituir uma usina em processo de desativação por uma usina nova de pequeno porte.

Figura 8.5 – Comparação PPA indexado pelo IPCA e Evolução Tecnológica

Fonte: Elaborado pelo autor

8.3.2.4. *Scoring Bids*

Como destacado no Capítulo 2, especificamente nas notações matemáticas (2.28) e (2.29) e no Teorema 5, a adoção de *Scoring Bids* atrai os investidores, dado que estes possuem uma percepção de que atributos importantes de seus projetos são valorizados na classificação e organização do leilão. Neste trabalho é proposta a adoção de um *Scoring Bid* que seria chamado Índice de Classificação do Empreendimento (ICE).

Propõe-se a seguinte formulação básica para o ICE a ser utilizado nos leilões de capacidade:

$$ICE = PL + Tc + Ec \quad (8.1.)$$

O ICE é representado em R\$/MWh a ser disponibilizado em forma de garantia física, o que reflete uma capacidade instalada. Todas as componentes do ICE são expressas em R\$/MWh e aplicadas a todas as fontes de geração. A componente PL é o valor requerido pelo investidor para construção e manutenção da usina pelo prazo instalado, o qual é nivelado para R\$/MWh. A componente Tc representa os custos de transmissão que serão arcados pelos consumidores, os quais devem ser observados para se evitar uma comparação inadequada de projetos que estão em diferentes pontos do sistema e que geram diferentes custos de transmissão. A componente Ec reflete os custos ambientais que serão infligidos à sociedade. A metodologia para as

componentes T_c e E_c seriam elaboradas pela EPE e submetidas a consulta pública com revisões quinquenais, ou em menor prazo, quando justificável, devido algum erro metodológico grave constatado ou no surgimento de algum fato novo.

Tanto a componente T_c quanto a E_c influenciam diretamente na rentabilidade de um determinado projeto, pois, quanto maiores forem esses componentes, menor terá de ser o PL para um mesmo ICE. Assim, projetos com custos de transmissão e custos ambientais menores passam a ter maior competitividade.

Além disso, a constituição de um índice como o ICE, o qual seria comum a todas as fontes, também seria útil para superar uma dificuldade atualmente existente de permitir a competição de diferentes fontes de geração em um mesmo produto, se essa for a vontade do formulador de política.

8.3.2.5. *Desenho dos Leilões de Capacidade*

O Desenho do Leilão de Capacidade incluiria a definição do mecanismo de submissão de lances (Sistemática), a definição dos produtos, a inclusão de programas de eficiência energética e resposta da demanda e a segregação da contratação da capacidade nova e existente.

É natural, ao se pensar em Mercados de Capacidade, imaginar somente usinas contratadas. Contudo, alguns Mercados de Capacidade também consideram nos leilões a contratação de projetos de eficiência energética. A inclusão desse tipo de projeto nos leilões de capacidade do Brasil seria a superação de um paradigma, dado que esse tipo de projeto é normalmente contratado ou conduzido somente na dimensão de Programas de Pesquisa e Desenvolvimento ou diretamente por grandes consumidores que desejam reduzir seus custos de aquisição de energia.

A proposta é que os projetos de eficiência energética concorram nos Leilões de Capacidade A-3 em um produto específico. Também seria calculado pela EPE um montante equivalente à garantia física que seria considerado para cada projeto e que competiria pela demanda total de Confiabilidade a ser adquirida para esse leilão.

Um dos grandes desafios, e também receios, dos formuladores de política e do Operador do Sistema é que o programa de eficiência não apresente a redução de consumo prometida, o que colocaria em risco a segurança do suprimento. Assim, nos primeiros certames, recomenda-se seja aplicado um fator redutor sobre o montante esperado de economia. Aferir se as economias prometidas pelos projetos foram atingidas seria realizada pelo OMB, com regulação da ANEEL. Os resultados da operação física seriam repassados à EPE para que nos futuros

leilões de capacidade fossem ajustados os parâmetros e os volumes a serem contratados como eficiência energética.

Existe uma constante discussão, e consequentemente um importante *trade-off*, relacionado à competição das diferentes tecnologias nos leilões de energia. Os investidores normalmente defendem que os produtos devem ser exclusivos, pois seria complexo e inaquedado comparar diferentes tecnologias em um mesmo produto. Outro argumento em favor de produtos exclusivos por tecnologia é que, no momento de desenvolvimento de uma nova tecnologia, os seus custos são normalmente mais elevados. Logo, as tecnologias maduras poderiam impedir o avanço e o desenvolvimento das tecnologias nascentes.

Os defensores de um único produto argumentam que a criação de produtos específicos por tecnologia ou fonte leva à criação de nichos de mercado e à formação de grupos de interesses que defendem a realização de certames simplesmente com o objetivo de manter uma indústria funcionando, seja esta eficiente ou não. Também argumentam que o preço de fechamento do leilão tenderia a ser mais alto, pois, ao criar produtos específicos, aumenta-se o poder de mercado em cada produto, devido à fragmentação da demanda total.

Assim, para um novo desenho do SEB, há o desafio nos leilões de capacidade na definição da estrutura de produtos e como seria constituída a competição entre as tecnologias e/ou fontes. Como toda escolha tem *trade-offs*, entende-se, novamente, que não existe uma única fórmula de sucesso, sendo que um desenho, que pode ser eficiente para um dado contexto do país, pode ser revisto conforme as condições de mercado, o que inclui a evolução tecnológica. Para o novo desenho do SEB, este trabalho propõe que a nova capacidade seja adquirida por meio de leilões de capacidade multiprodutos e que a capacidade existente seja adquirida por meio de leilões de capacidade com um único produto.

Uma nova capacidade muitas vezes enfrenta estágios diferentes de competição e de evolução tecnológica, pelo que a competição pura e simples entre todos os projetos, embora maximize a eficiência econômica de curto prazo, pode ser danosa no médio e longo prazo ao impedir que novas tecnologias mais eficientes surjam e ganhem espaço. Outro ponto, e que para este trabalho é mais relevante, é que um leilão multiproduto permite ao planejador e formulador de política desenhar e priorizar a matriz energética desejada, o que muitas vezes pode não estar em linha com as forças imediatas de curto prazo do mercado. Ressalta-se que este trabalho defende, sempre que possível, que as forças de mercado prevaleçam, porém deve-se ter muito cuidado quando se analisam mercados estratégicos (como é o de eletricidade) e as possíveis falhas de mercado que podem provocar externalidades negativas. Um exemplo disso seria a contratação de uma nova capacidade simplesmente pelo preço mais baixo, o que poderia

resultar em uma contratação massiva de térmicas poluentes. Essa contratação poderia ser aparentemente mais barata, mas estaria impedindo o surgimento de novas tecnologias renováveis mais eficientes, além de ter a poluição como externalidade negativa, a qual seria arcada por toda a sociedade e na maioria das vezes não estaria refletida no preço.

Relativamente à capacidade existente, entende-se que esta poderia competir em um único produto, considerando *Scoring Bids*, dado que, uma vez que a planta já foi viabilizada e já existe, não se deveriam criar nichos específicos de produto. Neste caso, a eficiência econômica pura e simples deveria prevalecer. A capacidade existente, quando poluente ou ultrapassada, deve ser substituída nos Leilões de Nova Capacidade, porém recomenda-se, neste caso, que isso seja por meio da competição e que a metodologia para obtenção dos parâmetros do *Scoring Bids* reflita a política energética, as questões de transmissão e as externalidades ambientais, sejam positivas ou negativas.

O mecanismo de submissão de lances será o de formato contínuo, no qual os participantes devem submeter um lance igual ou inferior ao preço máximo do certame. Após a submissão de lances inicial, os lances são ordenados, do menor para o maior preço, e são considerados atendidos os lances necessários até o atendimento da demanda. Os lances acima da quantidade demandada são considerados não atendidos e podem submeter um novo lance igual ou menor ao preço marginal deduzido de um decremento mínimo, até um determinado período de tempo controlado por meio de um cronômetro regressivo. Se um novo lance é submetido, a pilha é reordenada e o mecanismo reiniciado com o cronômetro de tempo retornando ao início. Esse mecanismo continua até o momento em que o tempo for totalmente consumido e não houver a submissão de um novo lance. O objetivo desta sistemática é promover o *price discovery*, evitar a maldição do vencedor e quebrar o poder de mercado.

O *price discovery* é obtido pelo estímulo econômico dos participantes inserir lances na margem, sem precisar afundar o preço, dado que possuem outras oportunidades ao longo do certame, algo que também evita a maldição do vencedor. O poder de mercado é quebrado pois a regra de atividade dinâmica dificulta uma possibilidade de coordenação e conluio no tempo real. O ponto de atenção é que se trata de uma sistemática que pode prolongar o tempo de realização do leilão, sendo fundamental a calibragem do tempo e do decremento.

8.3.2.6. *Pagamento e gestão dos contratos de Capacidade pelo OMB*

Conforme já defendido neste trabalho, a capacidade de geração é um bem público, que deve ser arcado por todos os consumidores. A proposta é que este pagamento e o contratante

formal desta capacidade seja o OMB, em formato parecido ao que ocorre atualmente com a Energia de Reserva pela CCEE.

Seria calculado um Encargo de Capacidade, pago por todos os consumidores com base no consumo médio registrado nos últimos doze meses. O Encargo seria para pagamento da capacidade instalada, nova e existente, que participou de leilões específicos para este fim. Seria pago por usina um valor mensal em R\$/MWh, conforme mencionado anteriormente, que estaria sujeito a glosas e variações conforme a participação das usinas e da resposta da demanda nos Leilões DAM e IDM. A verificação se esta capacidade é de fato efetiva seria dada pela participação das usinas nos Leilões DAM e IDM, ou seja, os ofertantes teriam direito ao recebimento integral da capacidade desde que eles submetam lances para os leilões de operação do sistema. Se a participação da usina for maior ou igual ao percentual de horas declaradas na época do leilão para um dado ano e mês, o pagamento é integral, porém, se o percentual de participação for menor, o pagamento pela disponibilidade será diminuído na mesma proporção.

A Figura 8.6 sintetiza como seria a gestão da contratação da capacidade.

Figura 8.6 – Gestão da Contratação dos Leilões de Capacidade

Fonte: Elaborado pelo autor a partir da contratação de Energia de Reserva

O OMB seria gestor deste mecanismo, sujeito à regulação da ANEEL. Entende-se que a credibilidade auferida em operação similar pela CCEE na gestão da Energia de Reserva e na Conta ACR é um aspecto importante, ou seja, a expectativa é que os investidores e o mercado reajam positivamente se o OMB for regulatoriamente e juridicamente o gestor da Conta de Contratação da Capacidade do SEB.

8.3.3. *Leilões de Energia*

8.3.3.1. *Aspectos Gerais*

Uma vez que a questão da segurança de suprimento do sistema foi resolvida por meio dos leilões de capacidade, o consumo e a geração de energia elétrica tornam-se uma questão meramente mercadológica. Em outras palavras, o preço da *commodity* energia elétrica é determinado pelo mercado ao agregar os lances que representam o desejo de vender (produzir) ou consumir o produto, o qual, apesar de ainda possuir características especiais, passa a ser tratado como um produto mais “normal”.

Nesse sentido, a compra e venda de energia elétrica pode se dar de diversas formas, tanto no que diz respeito ao ambiente de contratação, quanto no que tange ao prazo de suprimento. A proposta do novo desenho de mercado do SEB considera uma contabilização diária e uma liquidação semanal. Logo, há uma ampla flexibilidade para os agentes de mercado realizarem suas negociações de energia. Nesse contexto de mercado, não haveria exclusividade de ambiente ou local de negociação, os quais poderiam realizar negociações no tradicional mercado de balcão (OTC – *Over the Counter*), em plataformas computacionais ou, ainda, em Bolsas de Energia que venha a ser constituídas, as quais mundialmente utilizam formatos de leilão.

8.3.3.2. *Garantias Financeiras*

8.3.3.2.1. *Introdução*

Independentemente do *marketplace*, todos os contratos deverão ser registrados no OMB e só serão aceitos se houver garantias financeiras equivalentes depositadas. Esta modalidade de garantia financeira *ex-ante* sempre foi defendida pelos agentes do SEB, mas nunca foi efetivamente implementada devido a uma série de razões, destacando-se:

- complexidade da Regra de Comercialização para considerar o Lastro
- ciclo extremamente longo da contabilização e liquidação financeira
- volatilidade do preço *spot*

8.3.3.2.2. *Complexidade da Regra de Comercialização para considerar o Lastro*

Caso seja necessário validar o lastro no momento do registro do contrato, ficará praticamente inviável uma garantia financeira *ex-ante*. O sistema computacional precisaria ser

robusto o suficiente para realizar em tempo de registro e validação uma série de cálculos complexos que considere despacho estimado, garantias financeiras depositadas em R\$, GF e outras particularidades das regras de comercialização. Dado que a segurança de suprimento do sistema foi endereçada pela criação de um mercado e de leilões de capacidade, esse tipo de validação não será mais necessário, o que permite simplificar a regra de validação para uma verificação simples de limite operacional e garantias financeiras depositadas.

8.3.3.2.3. *Ciclo extremamente longo da Contabilização e Liquidação Financeira*

O atual ciclo de contabilização e liquidação financeira mensal, com defasagem de troca financeira ao redor de 40 dias corridos após o fechamento do mês, torna inviável pedir garantias financeiras *ex-ante*, pois o valor requerido necessita ser muito elevado, devido ao montante envolvido, e o custo sobre esse valor garantido elevado é também expressivo devido ao prazo extremamente longo.

Um sistema com ciclos menores, no caso, contabilização diária e liquidação financeira semanal, diminuiria substancialmente os custos financeiros relacionados às garantias financeiras e, conseqüentemente, tornaria viável um registro contra garantia financeira.

8.3.3.2.4. *Volatilidade do preço spot*

A atual formação de preços se dá por meio de modelos matemáticos extremamente sensíveis ao comportamento hidrológico e aos parâmetros e restrições inseridos pelo Operador do Sistema (ONS). Além da complexidade e volatilidade intrínsecas da construção dos modelos, existe ainda a eventual discricionariedade do operador que pode, em um dado momento, inserir um parâmetro que influencie no preço, seja para cima, seja para baixo. Desse modo, o agente de mercado não tem como realizar uma previsão mais assertiva sobre o comportamento do preço, pois existem variáveis que podem ser arbitradas e que, mesmo com o melhor esforço, não podem ser modeladas ou previstas.

A volatilidade e falta de previsibilidade do preço *spot* encarecem sensivelmente as garantias financeiras, especialmente se isso for combinado com um longo ciclo de contabilização e liquidação financeira. Assumindo a proposta deste trabalho, caracterizada por leilões para definir a operação do SIN, os quais serão nos formatos DAM e IDM, espera-se uma menor volatilidade do preço e uma melhor previsão do preço *spot*, o que, conseqüentemente, resultaria em uma redução dos custos das garantias financeiras.

8.3.3.3. *Desenho dos Leilões de Energia*

8.3.3.3.1. *Introdução*

O objetivo de criar os leilões de energia, mesmo já existindo leilões de capacidade no novo desenho do SEB, é oferecer um *marketplace* adequado e permitir a formação de um referencial de preço futuro. Além disso, no início seria necessário que os leilões de energia sejam realizados em conjunto ou em sequência aos leilões de capacidade, visando a assegurar um fluxo de caixa para o projeto e, conseqüentemente, torná-los atrativos para obtenção de financiamento.

Esses leilões de energia não seriam de participação obrigatória, ou seja, podem conviver pacificamente e complementarmente com as operações do tipo OTC, com as plataformas de negociação e ainda com as Bolsas de Energia. Esses certames teriam as seguintes características:

- todos os agentes de mercado podem participar na duas pontas¹⁸²
- os volumes de negociação sujeitos a aprovação do OMB, por meio de apresentação de garantias financeiras.
- diferentes produtos para entrega futura formando uma curva de preços *forward*.

8.3.3.3.2. *Todos os agentes de mercado podem participar nas duas pontas*

Não haveria tratamento discriminatório ou condicionantes para que geradores, PIES, *traders* e LSEs possam participar dos leilões de energia. Todavia, esses leilões partem da premissa de que já ocorreu uma separação do mercado de atacado e do mercado de varejo, como também o *Unbundling* das distribuidoras.

Ademais disso, se parte do princípio de que o paradigma de que a carga e a geração devam ser plenamente distinguidas foi superado, seja pela integração das fontes renováveis de pequena escala no sistema, seja por um comportamento mais ativo da demanda às condições do sistema e ao preço, ou ainda pela racionalidade de dimensionar redes menos ociosas e de menor escala (BIGGAR & HESAMZADEH, 2014).

Pela característica dinâmica do mercado e a participação nas duas pontas, os leilões regulares teriam um desenho de duplo lado, sendo que as curvas, ao se tocarem, formariam o

¹⁸² Com exceção dos leilões realizados em conjunto com a contratação de nova Capacidade.

preço de equilíbrio ou preço de fechamento das negociações, ou seja, o *marketing clearing price*. O desenho sugerido contemplaria um período de abertura prévio e uma data de fechamento de ofertas (*closing gate*) e, ao final, seriam processadas de forma cumulativa e crescente as ofertas de venda, e de forma cumulativa e decrescente as ofertas de compra, formando as clássicas curvas de oferta e demanda.

8.3.3.3.3. *Os volumes de negociação sujeitos a aprovação do OMB, por meio de apresentação de Garantias Financeiras*

Como operador de mercado e dos leilões voluntários, cabe ao OMB calcular garantias financeiras equivalentes para proteger as partes de eventual *default*. Em um primeiro momento, essas garantias financeiras seriam complementares e não cobririam todo o período e volume dos contratos, porém, conforme o mercado evoluísse, seria salutar a associação com uma *clearing house* e que só negociassem neste ambiente os agentes aceitos pela *clearing house*, o que levaria, neste caso, a uma garantia total das operações¹⁸³.

Cabe novamente ressaltar que leilões de energia poderiam contar somente com as garantias financeiras e isso não traria problemas maiores à segurança física do sistema, pois a questão da adequação do suprimento já haveria sido resolvida com os leilões de capacidade. Em outras palavras, a participação em um leilão de energia teria uma componente fortemente financeira que pode ou não estar protegida pelos agentes de mercado em suas posições físicas, observando-se que um gerador poderia se ancorar e/ou proteger-se, em uma eventual geração, dos ativos físicos, e o comercializador em seu portfólio de contratos.

Uma falha de mercado que não poderia ser mitigada neste mecanismo é o fato de o consumidor poder consumir sem contrato, ou consumir a descoberto, algo muitas vezes intrínseco aos mercados de energia elétrica¹⁸⁴. Para isso, o recurso seria que as LSEs apresentem garantias *ex-ante* e que, em caso de eventual *default*, as ações regulatórias sejam rápidas e eficazes para evitar que se continue consumindo a descoberto, seja por permitir que a LSE desligue um consumidor, ou ainda em caso de problemas financeiros da LSE, em que sua carteira de clientes seja rapidamente transferida para outra LSE.

¹⁸³ Na verdade, não existe uma garantia total de operações, pois, no limite, o risco de *default* seria o da própria *clearing house*. Contudo, mercados com maior grau de maturidade caminham para estruturas centralizadas e robustas de gestão de risco sistêmico, nos quais bolsas e *clearing houses* são considerados elementos basilares.

¹⁸⁴ Uma solução tecnológica para isto seria a utilização de energia elétrica pré-paga, algo comum em alguns países pobres, em especial na África, onde a estrutura de mercado normalmente é dominada por um *Single-Buyer* estatal. Em mercados mais desenvolvidos, esta abordagem muitas vezes sofre resistência por ser considerada muito rudimentar e inconveniente, dado que o fornecimento pode ser interrompido sem que o consumidor perceba que seus créditos estão acabando, levando-o a situações extremamente desconfortáveis como, por exemplo, interromper um banho quente ou estragar os produtos na geladeira enquanto se está fora da residência.

8.3.3.3.4. *Diferentes produtos para entrega futura formando uma curva de preços forward.*

Como já defendido ao longo deste trabalho de diversas maneiras e também se ancorando na teoria microeconômica clássica, o preço é a componente mais importante em qualquer mercado, pois é o índice que sintetiza as características de um determinado produto. As características que determinam o preço podem ser reais ou meramente imaginárias, fruto de percepções ou expectativas dos agentes em função de custos, disponibilidade ou elementos políticos que possam afetar positiva ou negativamente o funcionamento dos mercados e, por fim, a disponibilidade do produto.

A ausência de uma curva *forward* formada por conceitos de mercado é extremamente prejudicial em produtos estratégicos, não sendo exceção para o Mercado de Energia. Diversos atores que poderiam participar mais ativamente do SEB não o fazem por não possuírem um referencial de preço futuro confiável¹⁸⁵, em especial o setor financeiro. Nesse sentido, a realização de leilões de energia (OMB) para entrega futura seria uma importante inovação no novo modelo do SEB, dado que criaria uma curva *forward* de preços e estimularia a criação de bolsões de liquidez, seja no aquecimento de negócios na modalidade OTC, seja ainda nas plataformas ou Bolsas de Energia Elétrica.

A proposição é de que os leilões de energia sejam inicialmente realizados pelo OMB, em base mensal, para entrega futura com produtos delimitados e em pequeno número, visando manter a liquidez por meio de mecanismos de fácil entendimento e que promovam a competição. Conforme o mercado se desenvolva e se sofisticue, o OMB poderia abrir novos produtos e novas opções de negociação, observando-se que nas negociações OTC e nas plataformas os produtos estariam livres, cabendo apenas obedecer ao registro dos contratos do OMB nas bases em que ocorram as contabilizações (diária).

Inicialmente a proposição é a realização de um leilão mensal para cada submercado com os seguintes produtos:

- Produto 1 – Entrega 12 meses à frente com período de suprimento de 12 meses
- Produto 2 – Entrega 6 meses à frente com período de suprimento de 06 meses

¹⁸⁵ A expressão “confiável”, neste contexto, não significa precisão. Em qualquer mercado de *commodities* em nível mundial, são esperados volatilidade e alterações significativas nos preços, mas normalmente se conhece como esse preço é plenamente formado e quais variáveis podem ou não alterar esse preço. Um preço futuro formado meramente por modelos matemáticos, que podem ser extremamente influenciados por decisões políticas ou por medidas *ad hoc*, é prejudicial ao desenvolvimento de mercados eficientes, dada a incapacidade de os agentes adotarem medidas eficazes de proteção financeira.

- Produto 3 – Entrega 3 meses à frente com período de suprimento de 03 meses

Estes Leilões de Energia não competiriam com os Leilões para operação do SIN, na verdade eles complementam estes certames na lógica do novo desenho de mercado do SEB proposto nas Figuras 8.1 e 8.2.

8.3.4. *Leilões para Operação do SIN*

O novo desenho de mercado do SEB contempla a introdução de um modelo de despacho competitivo no formato *loose pool*, com leilões para operação do SIN, como uma das proposições de maior ruptura ao paradigma brasileiro atual. Historicamente, a indústria de energia elétrica mundial se desenvolveu ao redor de um modelo vertical e integrado e com operadores que utilizaram um modelo *tight pool*, no qual esses operadores tinham o objetivo de buscar a otimização do sistema. Contudo, Biggar & Hesamzadeh (2014) argumentam que, apesar desse propósito elogiável dos operadores tradicionais, a otimização do sistema, em especial a eficiência econômica, não é algo restrito às informações relacionadas aos fluxos de potência no *grid* e à estabilidade do sistema, mas, sim, com os incentivos econômicos corretos no longo prazo, o que inclui incentivos para gerar mais energia com menos recursos, investimentos, inovação, cooperação e coordenação.

Neste sentido, este trabalho defende que seria irreal esperar que um operador centralizado conseguisse, de fato, otimizar o sistema, dada a complexidade dos sistemas elétricos, em especial, em um país com dimensões continentais e fortemente influenciado por aspectos naturais, econômicos e políticos, como o Brasil. A coordenação centralizada em um modelo *tight pool* traz para o ONS obrigações e expectativas que o Operador não pode atender, dado que boa parte das suas informações são baseadas em realidades ou expectativas sobre grandezas físicas (expectativa de carga, afluentes, capacidade de gerações, etc.), sendo que operações econômicas se baseiam não somente em dados físicos, como também em incentivos e expectativas, o que inclui apetite ou aversão a risco.

A operação do SIN passaria a ter dois estágios com Leilões, fato que também resultaria em um processo de dupla contabilização. O primeiro estágio seria o Leilão DAM, nos quais os agentes de mercado (geradores e LSEs) submeteriam lances no período anterior de sete dias até às 10h da manhã do dia anterior ao dia de despacho, sendo esse horário considerado tecnicamente como *closing gate*. Nesse momento, o OMB rodaria um modelo computacional

que consideraria as restrições físicas do *grid* e informaria por submercado quais foram os lances aceitos e recusados, incluindo intercâmbios que seriam realizados.

Estima-se, com base na experiência internacional, que entre rodar este modelo que verifica os lances executáveis e a divulgação do resultado ao mercado levaria ao redor de quatro horas. Assumindo um *closing gate* para às 10h, estima-se que a divulgação das informações para o mercado ocorreria às 14h. Após essa divulgação haveria um intervalo de uma hora para que os agentes de mercado se preparassem e fixassem suas estratégias para o segundo estágio de operação do SIN.

O segundo estágio de operação do SIN seria o Leilão IDM, no qual os agentes de mercado (geradores e LSEs) submeteriam lances a partir das 15h do dia anterior ao dia de referência, tendo como *closing gate* três horas antes da hora de despacho. Exemplificando, o OMB aceitaria lances para operação do SIN no IDM para a hora 11 do dia D, desde às 15h do dia anterior até às 10h. Nesse intervalo de três horas, o OMB informaria quais lances foram aceitos por submercado, considerando intercâmbios, divulgando ao mercado em até 1h antes da hora de despacho.

Para definição dos lances aceitos, o OMB também rodaria um modelo computacional de curtíssimo prazo, porém mais simples do que o modelo utilizado para o DAM e com maior espaço para atuação dos funcionários da operação do sistema, observando-se uma série de procedimentos previamente aprovados pela ANEEL para evitar práticas discricionárias. Por fim, o OMB realizaria o balanceamento e operação do tempo real, o que incluiria o acionamento de reservas e serviços ancilares, os quais poderiam ser contratados por meio de leilões ou acordos regulados, conforme Figura 8.7 que se segue.

Este desenho de mercado resultaria uma operação física do sistema mais acoplada com as relações comerciais, diferentemente do que se observa hoje no Brasil, no qual o modelo *tight pool* provoca um expressivo distanciamento do despacho com os contratos celebrados, provocando problemas como um elevado valor sendo liquidado no mercado de diferenças e judicializações quando um agente se julga prejudicado pelo modo como o ONS conduz o despacho e lhe atribui exposições financeiras. O novo desenho das operações comerciais para a liquidação de diferenças é apresentado na Figura 8.8.

Figura 8.7 – Horários dos Leilões de operação do SIN

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 8.8 – Operação comercial do novo SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Em tal ambiente de operação do sistema, nos quais o despacho é formado competitivamente com duplo lado, ganha relevância questões como poder de mercado e estímulos econômicos para geração e consumo, o que inclui o conceito de *truth-telling*. Em outras palavras, a pergunta-chave seria: este desenho de mercado com leilões para operação do SIN é *truth-telling*?

Os argumentos expostos a seguir defendem que este desenho de leilão para operação do SIN, conjugado com os demais leilões, são mecanismos que promovem a eficiência econômica e levam os agentes de mercado a fornecerem informações verdadeiras.

Os lances de geração aceitos se tornam um compromisso de geração para o dia seguinte (*unit commitment*) e os geradores submetem esses lances até o dia anterior para justamente protegerem suas posições contratuais vendidas em contratos de energia de longo prazo ou nos leilões de energia. Se um gerador não gerar, estará sujeito ao PLD¹⁸⁶, o qual pode ser maior do que seu custo de geração, sendo que a incerteza seria um estímulo à submissão de lances que reflitam a real disposição a gerar. Contudo, podem haver geradores que preferem agir de forma mais agressiva e decidam por não realizar contratos de venda de energia, buscando realizar contratos de curtíssimo prazo esperando os efeitos do mercado à vista e do PLD.

Os lances de consumo submetidos pelas LSEs se tornam um instrumento para determinação dos preços nos leilões DAM e IDM e para operação do OMB. Este Desenho de Mercado do SEB considera um processo de dupla contabilização e um *net pool* obrigatório, conforme descrito nas formulações a seguir:

$$LSE_h = (CP_h * PDAM_h) + [(CR_h - CP_h) * PIDM_h] + (SC_h * PIDM_h * -1) \quad (8.2)$$

$$PIE_h = \{[(GP_h * PDAM_h) + (GR_h - GP_h) * PIDM_h] * -1\} + (SC_h * PIDM_h * -1) \quad (8.3)$$

$$TRADER_h = SC_h * PIDM_h * -1 \quad (8.4)$$

O valor a ser pago (+) ou recebido (-) por uma LSE para uma determinada hora h na contabilização diária do MCP observa o consumo programado CP_h , o preço $PDAM_h$ resultante do Leilão DAM, o consumo realizado CR_h , e o preço $PIDM_h$ resultante do Leilão IDM, além do saldo de contratos SC_h que é valorado ao $PIDM_h$. Para um PIE ou gerador, considera-se os mesmos parâmetros de preços e saldo de contratos, e observa-se a geração programada GP_h e a geração real GR_h . Para os TRADERs, e também para as Bolsas de Energia e Balcões Organizados, considera-se somente a componente de contratos.

Os desvios da geração e do consumo adicionais aos estabelecidos nos Leilões DAM e IDM e expressos em (8.2), (8.3) e (8.4) farão com que o OMB incorra custos para manter a estabilidade do sistema, os quais serão alocados, sempre que possível, aos agentes que causaram tais desvios. Além disso, os Leilões DAM e IDM se complementam, destacando-se que, especialmente para o gerador, o Leilão DAM é uma proteção para o IDM, ou melhor, o último *hedge* ao preço do tempo real, dado que o PLD será formado com base no Leilão IDM e o saldo de contratos registrados no OMB será valorado ao $PIDM_h$.

¹⁸⁶ O PLD neste Desenho de Mercado é o preço resultante do Leilão IDM.

Por fim, nos Leilões DAM e IDM o preço de fechamento é do formato *marketing-clearing price* ao invés do formato *pay-as-bid*. Existe uma longa discussão sobre qual dos formatos é melhor para os mercados de energia elétrica, sendo que normalmente a corrente pró-mercado defende o formato *marketing clearing price*, pois, nesse formato, todos pagarão ou receberão o mesmo preço e o estímulo econômico seria fornecer uma informação verdadeira (*truth-telling*) ao invés de mentir (*gaming*). O formato *pay-as-bid* significa que cada participante receberá o seu próprio lance, não havendo renda inframarginal. Logo, o estímulo econômico é tentar adivinhar o preço marginal, levando os participantes à submissão de informações não verdadeiras e resultando, ao final, um método mais ineficiente de todos buscarem o mesmo preço.

8.3.5. *Leilões de Certificados de Energia Limpa*

Devido às questões ambientais amplamente debatidas no meio acadêmico, político e econômico, os formuladores de política normalmente estabelecem políticas que favoreçam as usinas de fontes renováveis em detrimento das usinas de outras tecnologias, em especial as usinas com tecnologia de combustíveis fósseis. No caso brasileiro, as usinas de tecnologias renováveis (solar PV, eólica, biomassa e PCH) e os seus consumidores se beneficiam com descontos sobre a tarifa de transporte, ou seja, a tarifa de uso do fio, conhecidas como TUST, no caso da transmissão de alta tensão (ou rede básica), ou TUSD, no caso de conectada na rede de distribuição.

Os descontos na TUSD e TUST carregam inconvenientes econômicos (subsídios) e operacionais para os agentes de mercado, incluindo aqueles que são beneficiados. O principal inconveniente econômico inicial está no subsídio que as demais fontes de geração e os consumidores que não adquiriram energia de usinas renováveis estão fornecendo a essas fontes, mesmo quando estas já estão consolidadas no mercado. Outro inconveniente econômico é que o preço da energia elétrica fica distorcido, pois há um preço para energia convencional e outro para a energia com desconto, sendo que o uso do fio é um serviço igual para qualquer tecnologia ou consumidor.

Do ponto de vista operacional, os descontos são calculados por meio de regras de comercialização complexas e os agentes buscam achar falhas para aumentar seus retornos, neste caso, comercializar energia convencional e sem direito a desconto no uso do fio como energia renovável e com direito a desconto. Outro problema é que qualquer recálculo de meses anteriores causa problemas operacionais, implicando novo rateio dos custos previamente

distribuídos e com disputas entre os envolvidos sobre os direitos aos descontos e eventuais ressarcimentos.

Assim, dada a preferência da utilização de mecanismos de mercado, este trabalho propõe a substituição dos descontos em TUST e TUSD pela criação de um mercado de Certificados de Energia Limpa ou renováveis, no qual somente as usinas de tecnologia renovável poderiam vender esses certificados, inclusive para outros setores da economia que possuem metas de emissão. Os consumidores seriam obrigados por lei a comprar um número de certificados em MWh, o qual representaria um percentual do seu consumo e seria menor do que o total de geração das tecnologias renováveis, com o objetivo de criar competição. Esse percentual estaria sujeito à alteração pelo MME, respeitando-se um período mínimo de antecedência de três anos, sendo o período mínimo vinculado ao prazo esperado para construção de uma usina renovável de pequeno porte. Observa-se ainda que a compra desses certificados seria uma obrigação adicional, visando a estimular uma matriz limpa, e não substituiria a compra de energia para consumo e que está sujeita à exposição do mercado de diferenças, com a consequente valoração ao preço do tempo real. As usinas renováveis poderiam vender esses certificados considerando a geração de energia apurada pelo OMB e a participação desses projetos nos Leilões DAM e IDM. Em outras palavras, usinas que de fato gerem energia elétrica e participem da formação de preço de forma ativa terão vantagens neste mercado.

Para prover liquidez, o OMB organizaria mensalmente Leilões de Certificados de Energia Limpa nos quais os geradores e consumidores participariam submetendo lances, sendo que o preço de fechamento seria único, no formato *marketing clearing price*. Os agentes de mercado também poderiam comercializar livremente esses certificados no mercado de balcão (OTC) ou em plataformas e Bolsas de Energia. A verificação desse requisito regulatório seria realizada pelo OMB, em base anual, uma única vez, com os consumidores que não atendessem sujeitos a uma penalidade valorada a um preço regulatoriamente estabelecido pela ANEEL.

Assim, entende-se que haveria um estímulo econômico mais adequado às usinas renováveis, por meio de um mecanismo de mercado com formação de preços, em especial quando se trata de leilões, do que por meio de descontos no uso do fio, que se configuram como subsídio cruzado e que possuem problemas operacionais.

8.3.6. Síntese dos Leilões para o novo SEB

Cada leilão do novo desenho proposto para o SEB possui um objetivo diferente e, com base na experiência internacional dos mercados mais desenvolvidos (EUA e Europa), entende-

se que o seu uso eleva a eficiência econômica, não desprezando, neste contexto, o papel relevante do Operador de Mercado.

A Tabela 8.2 sintetiza os novos leilões propostos para o SEB e o significado do preço desses certames.

Tabela 8.2 – Síntese dos Leilões no novo Desenho do SEB

	Objetivos	Significado Preço
Leilão de Capacidade	<ul style="list-style-type: none"> > Segurança de suprimento > Política energética > Resolve o problema do "<i>missing money</i>" 	> O preço da segurança de suprimento do SIN: usinas existentes e novas usinas
Leilão de Energia	<ul style="list-style-type: none"> > Proteção financeira contra as oscilações do preço à vista (preço spot) > Formação de curva forward 	> O preço da <i>commodity</i> energia elétrica
Leilões de Operação do SIN	<ul style="list-style-type: none"> > Elevar a eficiência da operação do sistema > Descentralização das decisões > Aumentar o acoplamento das operações comerciais e físicas 	> O preço competitivo da operação do SIN
Leilão de Certificados de Energia Limpa	<ul style="list-style-type: none"> > Manter uma matriz de geração de energia elétrica limpa > Eliminar o subsídio cruzado existente no modelo de desconto no fio (TUST e TUSD) 	> O preço de uma matriz de energia elétrica limpa

Fonte: Elaborado pelo autor

Os Leilões de Capacidade visam a segurança do suprimento e a manutenção do importante papel da política energética, com destaque para a determinação da matriz que se deseja para o país e o papel estratégico da disponibilização de energia elétrica de modo universal. A segurança do suprimento é fundamental para o crescimento e desenvolvimento econômico, incluindo o bem-estar geral da população na execução de atividades produtivas ou recreativas.

Os leilões de energia do SEB visam a fornecer um instrumento financeiro de proteção aos preços do tempo real. Para o gerador é importante ter uma previsibilidade de preços, dado que a volatilidade e um preço baixo do tempo real podem ser fatais. Na visão do consumidor é uma proteção para uma eventual elevação dos preços do tempo real, o que também pode provocar sérios problemas. Adicionalmente a essa proteção financeira, os leilões de energia seriam úteis para a formação de uma curva *forward* de preços, o que elevaria o interesse do setor financeiro em participar do mercado de energia elétrica, incluindo o financiamento de projetos.

Os leilões para operação do SIN (DAM e IDM) objetivam elevar a eficiência da operação do sistema, descentralizando as decisões e permitindo que os agentes mitiguem os riscos de desacoplamento das operações comerciais com as operações físicas, dado que estes podem e devem participar ativamente da formação de preços. Entende-se que isso eleva a

eficiência do SEB, ao introduzir mecanismos competitivos na operação do SIN, ao invés de confiar em informações meramente físicas ou estatísticas de modelos no formato *tight pool*.

Por fim, os Leilões de Certificados de Energia Limpa visam manter a política do SEB, caracterizada pela busca de uma matriz de geração de energia elétrica limpa, por meio de usinas renováveis, resolvendo o problema do subsídio e das distorções atualmente causadas pela política de descontos na TUST e TUSD para usinas renováveis.

8.4. Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a proposta de um novo desenho de mercado para o SEB, o qual considera o *Unbundling* dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica, com a criação do Mercado de Capacidade, o Mercado de Energia, Mercado de Reservas e o Mercado de Certificados de Energia Limpa, além do estímulo à oferta de instrumentos financeiros. O fatiamento da eletricidade em diferentes produtos permitirá uma organização mais eficiente, o que inclui manter a liberdade da política energética (Mercado de Capacidade), como também a liberdade de todos os consumidores na escolha do supridor (Mercado de Energia 100% livre).

Também se propõe a separação do fio e da comercialização na distribuidora, o que está em consonância com um Mercado de Energia 100% livre, também permitindo o surgimento de novos serviços aos consumidores. A parte fio permaneceria um monopólio natural, com tarifas reguladas, sendo que a parte comercial utilizaria a nomenclatura internacional LSE e competiria a preços de mercado pelos consumidores.

Visando uma maior robustez das operações, apresentou-se a separação das operações de atacado e varejo, ou seja, pequenos consumidores devem ter liberdade de escolha, mas não necessitam operar no mercado diretamente, dado que sua participação limitaria a possibilidade de exigir requisitos financeiros mais robustos, além de introduzir custos não justificados e ineficiências ao desenho de mercado.

Para o novo desenho do SEB, faz-se necessária uma rediscussão dos papéis de diversos *players*, o que inclui a separação da comercializadora e do corretor, além da criação regulatória do papel do Agregador de Medição, da Bolsa de Energia e dos Balcões Organizados.

Atualmente, todos os participantes que não atuam fisicamente são classificados como comercializadoras, o que também limita a exigência de garantias financeiras mais robustas. Adicionalmente, deveriam ser criados os Agregadores de Medição, que poderiam oferecer serviços para as LSEs, como também as Bolsas de Energia e os Balcões Organizados, que teriam os negócios realizados em seus ambientes automaticamente reconhecidos pelo Operador de Mercado.

Dada a abordagem de mercado, os preços do MCP passariam a ser formados por oferta em Leilões DAM e IDM, com o despacho assumindo uma abordagem *loose pool*. A contabilização do MCP consideraria esses dois leilões (contabilização dupla), mantendo-se a abordagem de um *net pool* obrigatório.

Para operar este novo SEB, propõe-se a fusão do ONS e da CCEE, criando o Operador de Mercado do Brasil (OMB). Entende-se que haveria um ganho de sinergia, dada a abordagem mercadológica proposta e a aproximação das transações comerciais com a operação física do *grid*.

Nesse novo desenho de mercado do SEB os leilões seriam o principal elemento alocativo dos diversos mercados, com formatação e características específicas para cada mercado e/ou produto vinculado à energia elétrica. Considerando-se a discussão teórica e a experiência internacional apresentada até este ponto, entende-se que o uso de leilões estimula a produtividade, a inovação e a participação do consumidor, em especial quando a modalidade escolhida é duplo lado.

Capítulo 9 – A transição para um novo Desenho de Mercado

9.1. Introdução

Este capítulo tem como objetivo discutir a transição do atual desenho do SEB para o desenho proposto, considerando que diversas alterações regulatórias que deverão ser promovidas e que muitas das mudanças contemplam aspectos que extrapolam o desenho do SEB *per se*, com destaque para as condições estruturais macroeconômicas de *funding* para infraestrutura, além do crônico problema das instituições do Brasil, as quais, muitas vezes, intervêm de forma indevida em favor de *players* que tomaram decisões conscientes e que tentam posteriormente se livrar das consequências dessas decisões.

Dada a complexidade e o caráter estratégico dos mercados de energia elétrica, uma característica observada em nível internacional, ressalta-se que, por princípio, a transição deverá ser realizada de modo organizado, com fundamentação legal, técnica e econômica. Um problema recorrente no SEB é a introdução constante de novas regulações analisando somente os aspectos técnicos da comercialização de energia elétrica, esquecendo-se das implicações jurídicas e da sustentabilidade econômica. Isso resulta em judicialização por parte dos agentes, que sentem que seus direitos foram ofendidos, ou problemas de solvência e sustentabilidade econômico-financeira e, muitas vezes, ocorrem os dois problemas de forma simultânea. Logo, o novo modelo do SEB deverá abordar os aspectos técnicos da comercialização de Energia, a conformidade legal e a sustentabilidade econômica e financeira.

A conformidade legal só será possível com a criação de uma nova lei que estabeleça as novas bases do SEB. Entende-se que essa nova lei deveria estimular o surgimento de serviços financeiros que dinamizariam a comercialização de energia e introduziriam instrumentos eficientes para a mitigação de riscos comerciais e financeiros, o que elevaria à eficiência do SEB como um todo. O crônico problema de *funding* existente no SEB para viabilização de novas usinas, e que acaba por demandar PPAs de longo prazo, poderia ser atenuado se houvesse uma clara divisão dos mercados, como teoricamente defendido no Capítulo 5, demonstrado na experiência internacional no Capítulo 6 e defendido como proposta para o Brasil no Capítulo 8.

O período de transição tende a ser complexo, necessitando de premissas claras para que os agentes de mercado possam se adaptar e tomar suas posições. As instituições do SEB

necessitam ser firmes para que as políticas obtenham os resultados esperados, sendo que concessões e flexibilizações devem ser evitadas para que não se crie novamente um ambiente de risco moral no qual os agentes utilizam flexibilizações do passado para jogar contra o sistema e, assim, obtenham ganhos elevados de curto prazo que prejudicam o desenvolvimento sadio do mercado, evitando-se, ao final, que o SEB seja de fato eficiente.

Nas próximas seções deste capítulo são discutidos os detalhes da transição para o novo desenho do SEB. Inicia-se com a visão do desenho atual, os principais aspectos da transição e a visão de futuro do novo desenho. Após essa visão, são abordadas as fases da transição, sendo a proposta deste trabalho uma transição com 5 fases, em um total de 72 meses, com o pleno funcionamento ocorrendo a partir de 60 meses. Após a proposta de transição, são apresentados alguns pontos de discussão, incluindo eventuais resistências já identificadas. Por fim, apresentam-se as conclusões sobre o processo de transição.

9.2. A visão de futuro para o novo desenho do SEB

O atual modelo do SEB foi construído a partir do Projeto RE-SEB 1998, da Reforma Institucional de 2004 (MSEB-2004), da qual resultou a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, como também das alterações introduzidas por meio da Lei nº 12.783/2013 (Regime de Cotas de GF) e da Lei nº 13.360/2016 (transferência de fundos setoriais para a CCEE e venda de excedentes do ACR para o ACL). Este modelo contempla uma lógica de desenho de mercado majoritariamente atacadista com um ambiente de comercialização regulado (ACR) e outro livre (ACL), com a expansão da geração por meio de leilões do ACR, e uma operação física e formação de preços por meio de modelos matemáticos. O MSEB-2004 apresenta diversos problemas, destacando-se a solvência econômica e financeira, a complexidade técnica e regulatória, a judicialização e o sinal de preços inadequado.

A proposta de transição deve ser cuidadosa, pois, devido ao caráter estratégico do SEB, um eventual erro ou falha grave no processo pode causar diversos distúrbios, inclusive um agravamento dos problemas atuais. Assim, o processo de transição deve obedecer às seguintes premissas:

- Estabelecimento de uma nova Lei contendo os pontos mais importantes para mitigar tentativas de judicialização.
- Tempo adequado para adaptação dos agentes e com previsibilidade de ações.
- Garantia de não ruptura aos contratos já estabelecidos.

- Lógica econômica e financeira.
- Simplificação regulatória e técnica.
- Melhorias operacionais no mercado para permitir alterações estruturais.

A visão de futuro do novo desenho de mercado do SEB contempla os leilões como principal mecanismo alocativo, tendo a competição como mecanismo para promoção da eficiência econômica. O novo desenho de mercado do SEB pode ser resumido por meio das dez proposições realizadas ao longo do trabalho e apresentadas na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 – Proposições para o Novo Desenho de Mercado do SEB

Nr	Proposição	Objetivos
1	Desenho de leilão e de mercado contemplando alocação de custos aos causadores, com estratégia dominante <i>truth-telling</i> .	> Princípio de justiça e eficiência alocativa
2	Desenho do SEB com uma regulação que incentive o <i>truth-telling</i>	> Princípio de justiça e eficiência alocativa
3	<i>Unbundling</i> dos produtos (Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa e Instrumentos Financeiros)	> Elevar a eficiência econômica > Melhorar a regulação > Organizar os diferentes produtos e mercados
4	Separação do fio e da comercialização na Distribuidora	> Organizar os diferentes mercados > Permitir o surgimento de novos produtos > Elevar a escolha do consumidor
5	Separação do atacado e varejo	> Organizar a operação do mercado > Elevar a segurança financeira e operacional
6	Separação da figura da Comercializadora e do Corretor	> Organizar a operação do mercado > Elevar a segurança financeira e operacional
7	Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados	> Organizar a operação do mercado > Elevar a segurança financeira e operacional
8	Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM em um despacho <i>loose pool</i> . O MCP será com contabilização diária, liquidação semanal, dupla contabilização e <i>net pool</i> obrigatório	> Sinal de preço eficiente > Organizar o mercado > Segurança financeira
9	Incorporação do ONS pela CCEE formando o Operador de Mercado do Brasil (OMB)	> Organizar a operação física e comercial do mercado > Elevar a eficiência econômica
10	Leilões como principal elemento alocativo do novo desenho de mercado do SEB	> Estabelecer ferramenta alocativa eficiente

Fonte: Elaborado pelo autor

Para se implementar as proposições apresentadas é necessário um processo de transição coordenado e complexo, que funcionará como uma ponte do desenho de mercado atual para o desenho de mercado futuro.

Ressalta-se a importância de que todos os pontos sensíveis do processo sejam divulgados com antecedência e de forma clara, para que os agentes de mercado possam se

programar e entender como é a essência do modelo atual, os mecanismos da transição e os objetivos que se buscam com o Novo Modelo do SEB, conforme sumarizado na Figura 9.1.

Figura 9.1 – Desenho Atual, Transição e Novo Desenho do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

Nas próximas seções detalha-se o processo de transição para o novo desenho de mercado do SEB, incluindo a lista de ações necessárias para cada um dos objetivos.

9.3. Processo de transição para o novo desenho do SEB

9.3.1. Introdução

A proposta de transição para o novo desenho de mercado do SEB contempla cinco fases, com um total de 72 meses, sendo que o novo modelo estará plenamente operacional em 60 meses. Para se elaborar a transição, listou-se as atividades que se entendem como necessárias para atingir plenamente cada uma das dez proposições apresentadas ao longo do trabalho e consolidadas na Tabela 9.1. A partir da lista das atividades, foi realizada uma estimativa de tempo de execução, com base na experiência verificada no SEB em outros projetos, consolidando em um Gráfico de GANTT, que é apresentado na Figura 9.2.

Figura 9.2 – Gráfico de GANTT da transição para o novo desenho do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

A estimativa de execução não pode ser considerada “ortodoxa”, observando a natureza regulatória e a sensibilidade das ações e atividades¹⁸⁷. A descrição do tempo de execução de cada atividade pode ser observada no Gráfico de GANTT completo, que está Apêndice 1, e nas demais subseções será comentada a concatenação e o encadeamento da execução das atividades.

Outra forma de analisar a transição é dividi-la em fases e listar os principais marcos que se objetiva atingir em cada fase. Com essa abordagem, são consideradas 5 fases: **Preparação, Base para Transição, Transição, Operação Assistida e Revisão**.

A fase **Preparação** se inicia com a redação da minuta da lei pelos técnicos do MME, EPE, ANEEL, ONS, CCEE e Ministério da Fazenda, sendo conluída com a aprovação da lei no Congresso Nacional.

A **Base para Transição** é iniciada com o início do detalhamento e da discussão técnica e regulatória para o novo desenho do SEB em uma abordagem *truth-telling*, e termina com a fusão do ONS e da CCEE, formando o OMB.

¹⁸⁷ A transição descrita neste trabalho utilizou uma abordagem típica de implementação de projeto, atentando-se a parte operacional, conhecida como um *Project Management Office* (PMO). Contudo, dada complexa rede de relacionamentos do SEB, envolvendo questões empresariais e políticas, recomenda-se que seja também utilizada uma abordagem de gestão da mudança mais profunda no que tange ao relacionamento com os *stakeholders*. A utilização das metodologias *System Mapping* e *Exchange Mapping* pode ser aplicada a transformação proposta para o SEB, o que já justificaria uma nova tese de doutorado.

A **Transição** inicia com a separação de lastro e energia e é concluída com o fim das tarifas reguladas¹⁸⁸.

A **Operação Assistida** começaria quando todas as dez proposições já estivessem implementadas e teria a duração de 6 meses. Por fim, a fase **Revisão** começaria após o sétimo mês de implementação integral de todas as proposições e seria concluída no décimo segundo mês com as recomendações de melhorias e eventuais alterações residuais que se fizerem necessárias. Esse processo de implementação do novo desenho de mercado do SEB é apresentado na Figura 9.3.

Figura 9.3 – Processo de Implementação do Novo Desenho do SEB

Fonte: Elaborado pelo autor

As próximas subseções discutem as fases de implementação e apresentam comentários e discussões relevantes nesse processo.

9.3.2. Fase Preparação

Preparação é a fase na qual será redigida e aprovada a lei que lançará as bases da transição e do desenho futuro do SEB. Como todo processo de elaboração e aprovação de uma

¹⁸⁸ O fim das tarifas reguladas e a adoção de um Mercado de Energia com total liberdade de escolha suscita uma discussão sobre a infraestrutura física do SEB, em especial dos medidores nas unidades de consumo. Os atuais medidores de baixa tensão não são capazes de realizar medição horária ou permitir o comando remoto, logo deve-se discutir uma política industrial coordenada para a produção e eventual importação dos medidores. É possível liberalizar o mercado com os atuais medidores, mas a partir disto seria necessário regular a forma de cobrança do consumo, o que invariavelmente levaria a um custo adicional aos consumidores que seria precificado nos preços por meio das LSEs ou das Distribuidoras na parcela fio.

lei, é esperado um intenso debate no Congresso, especialmente pelos parlamentares que detêm um maior grau de conhecimento do setor elétrico. Espera-se maior resistência e/ou dificuldades para itens que revejam descontos e subsídios, destacando-se os descontos na TUST/TUSD, o alívio de exposição de submercados e os consumidores especiais da alta tensão presentes na região Nordeste.

A lei do novo desenho do SEB deverá estabelecer os principais direcionadores, destacando-se:

- Desenho de mercado e dos leilões com elementos *truth-telling* na alocação de custos;
- Desenho e regulação do SEB com uma abordagem *truth-telling*, envolvendo o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Ministério da Fazenda, Banco Central e CVM, para os aspectos da dimensão financeira, e o papel da ANEEL com enfoque nos aspectos técnicos da transmissão, distribuição, geração e comercialização de energia;
- *Unbundling* dos produtos vinculados à energia elétrica, incluindo a separação de lastro e energia;
- Mercado de Energia 100% livre com uma fase de transição de tarifas reguladas;
- Fim dos descontos no fio para fontes incentivadas e adição desses descontos como custo da contratação do lastro no Mercado de Capacidade;
- Fusão da atual Energia de Reserva com o Mercado de Capacidade;
- Separação do fio e da comercialização na distribuidora;
- Separação do atacado e varejo;
- Separação da figura da comercializadora e do corretor;
- Criação das figuras regulatórias do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados;
- Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM;
- Contabilização diária do MCP e liquidação semanal; e
- Fusão da CCEE e do ONS, criando-se o OMB.

As atuais leis que fornecem as bases para o SEB se mostram insuficientes para a criação de um desenho de mercado moderno e eficiente, sendo necessária a criação de uma nova lei que possa endereçar os principais pontos e que estabeleça os marcos para a construção de um arcabouço regulatório, permitindo um funcionamento do setor com conformidade jurídica, viabilidade econômica e financeira, além da robustez técnica e comercial.

Observa-se que o Brasil já realizou reformas estruturantes com complexidade maior do que a proposta neste trabalho, destacando-se a implementação do Plano Real, em 1993-1994, criando a Unidade Real de Valor (URV) e, depois, o Real como novo padrão monetário. Também se destaca, no próprio setor, o Projeto RE-SEB, que é um processo iniciado em 1995 e concluído, do ponto de vista de concepção, em 1998, com a implementação ocorrendo entre 1999 e 2002.

Outro ponto a ser destacado na fase de Preparação é o envolvimento de técnicos e entidades que normalmente não participam das discussões regulatórias do SEB, destacando-se o CADE, Banco Central, CVM e Ministério da Fazenda. Entende-se que o maior envolvimento das entidades e órgãos do setor financeiro dará maior robustez ao SEB e maior poder de interlocução, inclusive dando maior legitimidade para o novo marco legal.

9.3.3. *Fase Base para Transição*

A **Base para Transição** contempla a execução de uma série de ações focadas na criação de uma base de sustentação para que se atinja o desenho de mercado proposto. Algumas das ações demandarão regulação da ANEEL; outras poderão ser autoexecutáveis, dado o comando legal e o estabelecido em decretos, observando-se que será adotado como *driver* um desenho de mercado baseado em incentivos econômicos e eficiência, cabendo à regulação da ANEEL ter um viés de mercado e não meramente de defesa do consumidor.

A criação da figura regulatória do Agregador de Medição deverá estar concluída até o mês 9 e permitirá que a parte fio das distribuidoras e de outras empresas que já prestam esse serviço de medição, prestem o mesmo serviço para as LSEs e demais agentes de mercado do nível de atacado que desejem contratar. Este novo agente institucional deverá obter uma autorização da ANEEL e estará sujeito à regulação, podendo prestar esse serviço com liberdade de preços, agregando os dados das cargas e gerações das LSEs e de demais agentes que possam atuar no mercado de atacado. Os dados deverão ser fornecidos agregados para o OMB e abertos para a LSE e demais contratantes do serviço. Observa-se que os dados abertos também poderão ser solicitados pela ANEEL e pelo OMB para fins de auditoria e monitoramento de mercado.

As Bolsas de Energia e os Balcões Organizados serão regulatoriamente criados até o mês 9 e tornarão mais atrativas as eventuais negociações realizadas nesses ambientes, dado que serão consideradas automaticamente pelo OMB. A Bolsa de Energia e os Balcões Organizados aparecerão na contabilização do MCP com posição zerada, pois só registrarão contratos de compra e venda em igual valor, observando que o OMB não interferirá na liquidação bilateral

do principal desses contratos. Essas entidades estarão sujeitas à regulação da CVM e da ANEEL, sendo que a autorização da ANEEL para atuar no SEB deverá ser renovada a cada dois anos, podendo ser cassada a qualquer momento, se forem constatadas práticas discriminatórias ou anticompetitivas. Por fim, todas as operações e os respectivos detalhes poderão ser solicitados pelo OMB para fins de auditoria e monitoramento.

As atuais comercializadoras deverão escolher se desejam se enquadrar como uma LSE ou como um corretor, em um processo que será concluído até o mês 9. Uma LSE pode representar outros agentes perante o OMB, respondendo integralmente por suas posições. Um corretor não pode representar outros agentes e somente poderá registrar contratos entre dois agentes sem assumir posição na contabilização do MCP, sendo esses contratos sujeitos à validação do comprador e vendedor. Uma LSE terá maiores exigências regulatórias e financeiras, pois poderá assumir posição credora ou devedora na contabilização do MCP, além de poder representar agentes no nível de atacado. Todas as LSEs devem ofertar um pacote mínimo de produtos, sem discriminação geográfica no SIN, além de serem obrigadas a constituir ou contratar um agregador de medição. As LSEs originadas de distribuidoras tendem a contratar os serviços de agregação da empresa fio dessa mesma distribuidora, e as LSEs originadas de comercializadoras puras poderão escolher um agregador de medição independente, ou o mesmo serviço de uma distribuidora-fio, o qual terá um teto de preço durante um período determinado.

A separação fio e comercialização nas distribuidoras seria concluída até o mês 12. A parte fio seria um monopólio natural, regulado por meio de tarifas no que tange ao serviço de transporte, em modo similar ao realizado atualmente. Será permitido que a empresa fio ofereça livremente outros serviços aos consumidores, desde que discriminados e segregados da cobrança do fio. A parte comercial da distribuidora será automaticamente convertida em uma LSE, a qual, até o mês 60, será obrigada a fornecer uma tarifa regulada aos clientes que assim desejarem. A LSE poderá competir livremente por clientes de qualquer área do SIN a partir do momento em que o Mercado de Energia for 100% livre. Todavia, um ponto polêmico no processo de consolidação das LSEs será a obtenção de uma tarifa média na componente energia das LSEs, o que tende a suscitar reclamações das atuais distribuidoras que possuem tarifas mais baixas do que a média Brasil. Tal medida é necessária para que, quando o Mercado de Energia se torne 100% livre, não se atribuam vantagens competitivas para essas distribuidoras.

Antes de se atingir o preço por oferta diária seria necessário ter um passo intermediário, qual seja, o preço por modelo diário, que estaria em operação no mês 23. A maior granularidade é fundamental para o desenvolvimento de novos serviços com abordagem financeira no SEB,

visando a aumentar a liquidez e obter maior robustez financeira. O desenvolvimento do modelo e/ou aprimoramentos no atual modelo DESSEM possui tempo estimado de 6 meses e a operação espelho com o atual modelo de preço semanal também será de 6 meses.

A separação atacado e varejo é considerada importante para que se eleve a robustez financeira e operacional do SEB, pois os consumidores e geradores de pequeno porte devem participar do mercado, mas não necessitam ser membros do OMB ou das atividades de atacado. Assim, o processo de separação atacado e varejo se inicia com a opção de escolha de enquadramento das atuais comercializadoras como LSE ou Corretor, com o período de migração dos consumidores com demanda contratada inferior a 3 MW para uma LSE. A expectativa é que esse processo seja concluído no mês 24.

Os atuais contratos celebrados no ACR possuem prazo de suprimento até 2051, o que torna inviável esperar o seu fim para alterar o desenho de mercado do SEB. Todavia, mantendo-se o respeito aos contratos celebrados, estes serão transferidos das atuais distribuidoras para o OMB, o qual administrará todo o lastro (Capacidade) e energia desses contratos. O OMB realizará leilões de venda de energia, visando a auferir a diferença entre o preço de venda dos contratos legados e o já considerado, como a ser recolhido no Encargo de Capacidade. Se nesses leilões de venda o OMB se auferir lucro, este será utilizado para abater o Encargo de Capacidade; se auferir prejuízo, será incorporado ao referido Encargo de Capacidade. O racional para tal alocação é que a contratação das usinas em leilões e nos mecanismos regulatórios existentes teve como objetivo principal a segurança do suprimento. Logo, seria correto alocar os diferenciais de custos no Encargo de Capacidade. A conclusão da transferência dos contratos e a estruturação da estrutura de gestão no OMB seria concluída no mês 24. Durante esse período, também é unificada a atual Energia de Reserva com o Mercado de Capacidade, observando-se que a geração das usinas, que estavam contratadas como Energia de Reserva, também passa a ser leiloadas ao mercado.

Ao analisar a redação inicial da Lei nº 12.783/2013, como também a regulação inicial do Regime de Cotas de GF, observa-se que o objetivo era manter as usinas competitivas e importantes para o SIN em operação com baixo custo, com o consequente esperado reflexo positivo para as tarifas do ACR. Na prática, estava-se contratando a Capacidade como segurança do SIN e alocando os riscos de geração de energia para os consumidores regulados.

Após a nova redação da mencionada lei em 2015-2016, permitiu-se que 30% da garantia física da usina fosse alocado ao ACL e introduziu-se uma bonificação pela outorga, mesclando a lógica de menor tarifa com o pagamento de um prêmio para poder explorar um

aproveitamento hidrelétrico, neste caso, uma usina já amortizada. Considerando que, tanto na versão inicial da lei, quanto na atual, as usinas estariam sujeitas a uma regulação com lógica tarifária, propõe-se o fim do Regime de Cotas de GF. As usinas que renovaram as concessões nesse regime teriam a mesma receita assegurada, mas como Mercado de Capacidade, e estariam livres para vender a energia elétrica no Mercado de Energia. Entende-se que o Regime de Cotas de GF é por construção uma violação ao princípio de competição e eficiência econômica, além de ter minado a capacidade das empresas proprietárias das usinas realizarem novos investimentos no SEB, devido à baixa geração de receitas.

A conclusão da Base para Transição ocorreria no mês 24 com o início das operações conjuntas do OMB, com a fusão da CCEE e do ONS. Estima-se que seriam necessários 19 meses desde a lei com o anúncio da fusão até o início das operações, esperando-se sinergias operacionais expressivas na unificação, especialmente ao se considerar que a operação do sistema refletirá em boa maneira as transações realizadas no mundo comercial.

9.3.4. Fase Transição

A **Transição** contempla a operacionalização e implementação de uma série de medidas estruturantes, as quais funcionarão como ponte entre o atual e o novo desenho de mercado do SEB.

O primeiro marco da fase Transição é a conclusão do processo de separação de lastro e energia e fim da penalidade de lastro no mês 25. De forma simplificada e pragmática, assumir-se-ia neste mês que o SIN está em equilíbrio¹⁸⁹ na métrica de Confiabilidade, denominada GF, sendo encerrada a penalidade de insuficiência de lastro, dado que este será assegurado centralizadamente por meio de leilões, que contratarão Confiabilidade no Mercado de Capacidade que se prevê criar.

Simultaneamente à separação de lastro e energia ocorrerá a liberalização de 100% do Mercado de Energia, no qual as LSEs resultantes da separação fio e comercialização das distribuidoras, como também as antigas comercializadoras que optaram por se transformar em LSEs, poderão concorrer pelos consumidores de todo o país. Todas as LSEs serão reguladas pela ANEEL no sentido de oferecer um *portfólio* mínimo de produtos (pré-pago, cobertura nacional, etc.) e para se evitar práticas não discriminatórias. Estas também estarão sujeitas à

¹⁸⁹ Para que se assuma esta simplificação, é necessário que o processo de implementação do modelo proposto ocorra até janeiro de 2019, dado o Balanço Energético esperado para o setor no horizonte 2017-2023, no qual, somente em 2021, apresenta-se algum déficit de GF, conforme apresentado no Capítulo 7.

aprovação da ANEEL para caso de fusões e aquisições, dado poder de mercado que poderão exercer, especial as LSEs que seriam fruto de grandes grupos de distribuição, os quais são considerados atualmente como monopólios naturais.

Recomenda-se que na Transição seja concluída a instalação de uma Bolsa de Energia. O melhor cenário seria o início das operações no mês 32, após um processo de 23 meses estimulado de forma explícita pelo MME e Ministério da Fazenda. Esse é um processo complexo, que a CCEE tentou liderar no passado (2011-2012) em conjunto com a bolsa europeia EPEX-SPOT, mas não obteve sucesso.

Existem três possibilidades para a constituição de uma Bolsa de Energia no Brasil: (i) os agentes de mercado criam uma bolsa e contratam a *Clearing House* da B3; (ii) uma bolsa de energia internacional se instala no Brasil contratando a *Clearing House* da B3; ou (iii) uma bolsa de energia internacional se instala no Brasil e utiliza uma *Clearing House* própria.

Algumas observações relevantes devem ser destacadas sobre a constituição de uma Bolsa de Energia no Brasil. Primeiramente, a dificuldade em se obter serviços financeiros de *Clearing* no país, sendo que a fusão ocorrida entre a CETIP e a *clearing* da BM&F Bovespa consolidou um monopólio das atividades no país. Por isso, é necessário um envolvimento político e estímulo direto do Ministério da Fazenda, Banco Central e CVM para que a *clearing* da B3 ofereça os serviços em um processo de uma bolsa de energia. O segundo ponto a ser considerado é que, se a opção for a constituição de uma nova *clearing house* com capital internacional, será necessária autorização do Banco Central e da CVM, o que também demanda vontade política. Por fim, mesmo que se tenha a vontade política, o SEB precisa antes estar minimamente organizado para que o setor financeiro, incluindo a Bolsa de Energia e a *Clearing* associada, consigam oferecer os seus serviços.

Antes de tudo, porém, é necessário realizar um processo de organização dos papéis (proposto na fase Base para Transição) e de “saneamento básico” da contabilização do MCP, para que ocorra uma racionalização das operações de mercado. No processo de “saneamento básico” está o *unbundling* dos produtos e a redução dos prazos de contabilização e liquidação do MCP.

O atual ciclo da contabilização e liquidação do MCP é mensal, sendo que a liquidação de um determinado mês normalmente ocorre após 40 dias do último dia. Isso acarreta vários problemas, tais como volume de inadimplência, volume de garantias financeiras e baixa liquidez. O risco de altos valores de inadimplência está associado ao grande risco de volume, pois um agente pode consumir um volume equivalente a um mês, sem cobertura contratual, algo que só será constatado após um longo período. O risco de inadimplência e o volume de

energia sujeito a garantias financeiras torna esse mecanismo financeiro caro e pouco efetivo, dado que, no atual modelo, as garantias financeiras funcionam na prática como um pré-pagamento¹⁹⁰.

Ciclos longos e com altos volumes inibem um maior dinamismo e mudanças de posições financeiras (*short* ou *long*), dificultando correções de estratégia e a participação do mercado financeiro. Assim, entende-se que o mercado de atacado deve funcionar com uma contabilização diária e um ciclo de liquidação semanal, visando a ter níveis de eficiência similares ao mercado financeiro e se aproximando de mercados de energia elétrica mais maduros. Logicamente, essa é uma mudança operacional e estrutural relevante, com resistência por parte de agentes que se financiam com baixo custo, por meio do longo ciclo de liquidações no MCP, além das pessoas que trabalham nas áreas de operações das empresas e que passariam a ter uma nova dinâmica de trabalho, também mais próxima da dinâmica verificada no mercado financeiro. Entende-se que essa mudança, com base nas experiências anteriormente verificadas pelos agentes de mercado, levaria ao todo 26 meses, com a sua conclusão no mês 32.

Em conjunto com a entrada em operação da contabilização diária e liquidação semanal deveria ser adotado um processo de Garantias Financeiras *on-line*. Nesse regime, todos os agentes de mercado teriam como limite para registro de contratos de venda a quantidade de contratos de compra que possuam, a expectativa de geração para os dias da semana e o volume financeiro que tenham depositado e/ou garantido pelo agente de liquidação dividido pelo PLD esperado para os dias da semana. Assim, não haveria o registro de contratos considerados “a descoberto” e o volume financeiro requerido seria menor, dado que o ciclo seria semanal. Uma vez que se encerraram as penalidades por insuficiência de lastro e que a questão da segurança do suprimento está endereçada por meio do Mercado de Capacidade, as regras seriam muito mais simples, dado que não entrariam cálculos complexos no limite para registro de contratos e que, por muitas vezes, inibiram a adoção dessa solução anteriormente.

Um dos mecanismos mais complexos da transição seria a migração do preço por modelo para o preço por oferta. Uma estimativa inicial contempla que o preço por oferta só seria possível de ser implantando no mês 52, após um longo processo de 47 meses que contemplaria verificar poder de mercado; tomar ações para diminuir esse poder de mercado, se fosse o caso; desenvolvimento de estudos e simulações; operação espelho e, por fim; a própria

¹⁹⁰ Como destacado no Capítulo 7, um dos principais problemas do atual desenho do SEB é a solvência econômica e financeira, a qual é agravada pela metodologia de garantias financeiras que acaba por funcionar como um pré-pagamento, dado que ela é aportada *ex-post* e, em caso de *default*, os contratos de venda são cortados até que seja zerada a posição financeira. Essa abordagem funciona para agentes com posição vendedora, mas é totalmente inócua para consumidores e distribuidoras, sendo que estas podem ser classificadas na definição *too big too fail*.

implementação. O objetivo é que a formação de preço do SEB seja por oferta, com Leilões DAM e IDM, amparados em um processo de dupla contabilização dos compromettimentos de geração e consumo. Todavia, considerando a relevância do tema, este será discutido em seção específica.

Por fim, a fase Transição se encerra com o fim das tarifas reguladas para energia elétrica, o que ocorreria no mês 60. Com a separação da parcela fio e da parcela comercialização na distribuição, consolidou-se o papel das LSEs, porém, devido à mudança do papel do consumidor, entende-se como adequado que, por um período longo¹⁹¹, o consumidor tenha a escolha de manter uma tarifa regulada com a LSE resultante da antiga distribuidora ou, se desejar, poderá ir para o Mercado Livre. Ao final do ciclo de adaptação dos consumidores, todos seriam livres e poderiam escolher livremente o seu supridor (LSE).

Com a abolição das tarifas relacionadas à energia elétrica, entende-se que o período de transição foi concluído e que o novo desenho de mercado do SEB foi plenamente implementado.

9.3.5. Fase Operação Assistida

Considerando a complexidade e profundidade das alterações propostas para o novo modelo do SEB, recomenda-se uma fase de Operação Assistida, similar ao que é realizado na implementação de grandes projetos de Tecnologia da Informação. O SEB, ao final, teria migrado de um modelo fortemente centralizado e regulado para um modelo voltado ao mercado, com descentralização da escolha do supridor de energia elétrica e uma sensível flexibilização da determinação do despacho e da formação de preços do MCP.

De forma permanente e, em especial, na fase de Operação Assistida, recomenda-se a criação de um Comitê de Monitoramento de Mercado, o qual teria membros do OMB, ANEEL, MME, EPE, Cade e Ministério da Fazenda, com o intuito de monitorar os aspectos técnicos e concorrenciais do mercado de energia elétrica.

As reuniões desse Comitê seriam realizadas mensalmente e teriam poder estabelecido na lei para determinar ações e medidas jurídicas, administrativas e operacionais sobre os agentes de mercado e suas práticas.

¹⁹¹ Tal prática já foi adotada em processos de transição de um modelo regulado para um modelo liberalizado. Como exemplo mais recente, pode-se citar a reforma institucional promovida pelo Japão, em abril/2016, na qual os consumidores poderão optar por manter as tarifas reguladas até abril/2020.

Sugere-se que seja estabelecido um ponto de situação após 6 meses da implementação plena do novo desenho de mercado, ou seja, que seja realizado um trabalho formal no mês 66, ocasião em que se elaborará um relatório com uma primeira análise dos resultados auferidos até o momento e com eventuais recomendações a serem implementadas.

9.3.6. *Fase Revisão*

As constantes e desafiadoras evoluções tecnológicas no segmento de energia elétrica certamente impactarão os modelos de negócio e exigirão aprimoramentos regulatórios. O desenho de mercado proposto neste trabalho busca preparar o SEB para esses desafios, mas seria no mínimo imprudente imaginar que é possível estabelecer um desenho de mercado que não precise ser revisado ou analisado.

Assim, propõe-se que, entre os meses 67 e 72, sejam realizadas reuniões e discussões objetivando revisar pontos falhos e promover aprimoramentos regulatórios e de desenho de mercado. Destaca-se que, nos próximos 6 anos, esperam-se substanciais evoluções tecnológicas no armazenamento em baterias (*energy storage*), na geração distribuída e nos custos dos equipamentos das tecnologias renováveis, em especial para solar PV.

Propor uma Fase Revisão em um novo desenho de mercado está em linha com outras reformas institucionais, com destaque para o Reino Unido, que no processo conhecido como EMR, que se iniciou em 2011-2012, previu diversos pontos de análise e revisão ao longo do tempo e da implementação das medidas.

9.4. **Passos para migração do preço por modelo para o preço por oferta**

9.4.1. *Introdução*

A migração de uma formação de preço por modelos matemáticos para uma abordagem por oferta é um dos pontos mais polêmicos no SEB, algo que pode ser observado por meio das contribuições e das perguntas e respostas apresentadas no processo da Consulta Pública MME nº 33 (MME, 2017), a qual buscou coletar percepções e opiniões para construir um novo desenho de mercado. A discussão sobre o preço do mercado *spot*, também conhecido como PLD, é realizada de forma muitas vezes emocional e polarizada e, em alguns momentos, os defensores do preço por oferta tendem a solicitar uma mudança abrupta e radical, o que se entende como complexa e não pragmática. Este trabalho defende a mudança do preço por

modelo para o preço por oferta, porém a migração deve ser realizada de forma prudente, com razoável previsibilidade de ações.

Conforme apresentado nas equações (5.14) e (5.15), defende-se que um preço concorrencial é melhor que um preço de uma estrutura de oligopólio, o que, por sua vez, é melhor do que o preço definido em uma estrutura de monopólio. No Capítulo 5 também se defendeu que a competição é melhor do que a regulação, em especial no médio e longo prazo, pois os estímulos da eficiência e da inteligência descentralizada tendem a produzir inovações e reduções de custos. Porém, os mercados de energia elétrica em nível internacional tendem a se estruturar como monopólios do tipo *Cournot*, ou seja, são mercados com tendência a grandes empresas no segmento de geração e que podem exercer poder de mercado na formação de preços. Assim, uma rápida abertura sem uma discussão cuidadosa pode levar a uma situação de preços *spot* altíssimos e, nesse caso, o preço alto não seria fruto apenas de uma hidrologia ruim, mas também do exercício do poder de mercado.

Estima-se que a migração da formação de preço por modelo para a formação de preço por oferta seria um processo de 46 meses (ver Apêndice 1), o qual incluiria um período transitório com a formação de preços ainda ocorrendo por modelos matemáticos, mas não na atual base semana-patamar, mas, sim, na base diária-horária.

9.4.2. *Passos para a migração do preço por modelo para o preço por oferta*

Nesta subseção são apresentados sete passos necessários para a migração do preço por modelo para o preço por oferta. Observa-se que não é objetivo desta subseção apresentar uma proposta de modelo matemático que seria utilizado na formação de preço por oferta em Leilões DAM e IDM, mas, sim, apresentar o conjunto de escolha e principais *trade-offs* que deverão ser enfrentados.

9.4.2.1. *Reduzir a granularidade do preço: semana-patamar para diário-horário*

O preço do mercado *spot* brasileiro (PLD) é formado por meio dos modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, os quais contam com algoritmos com uma lógica de programação dual estocástica, resultando um cálculo por semana-patamar. Assim, todas as sextas-feiras, o ONS informa o CMO válido para a próxima semana (sábado a sexta-feira) e a CCEE informa o PLD para o mesmo período, retirando as restrições internas dos submercados e adotando o piso e o teto regulatório.

Tabela 9.2 – Patamares de Carga para o CMO e PLD

Patamar de carga	Dias da semana e sábados	Domingos e feriados
Leve	0:00 - 6:59	0:00 - 16:59 22:00 - 23:59
Médio	7:00 - 17:59 21:00 - 23:59	17:00 - 21:59
Pesado	18:00 - 20:59	-

Fonte: Munhoz (2017)

Conforme a Teoria de Desenho de Mercado e a construção lógica, quanto maior for a distância entre a programação e o despacho no tempo real, maior será o descolamento e, conseqüentemente, maior a incidência de encargos para o pagamento da geração e dos serviços necessários para a estabilidade do *grid*. Desenhos de mercado mais avançados consideram uma maior granularidade na formação do preço *spot*. O mais comum é o preço diário-horário, mas alguns países (Reino Unido e Nova Zelândia, por exemplo) já adotam uma formação de preço diária-30minutos, ou seja, para cada dia são estabelecidos 48 preços em intervalos de 30 minutos.

Entende-se que um primeiro passo a ser adotado no objetivo de se atingir o preço por oferta seria aproximar a operação física com a programação e com o preço estabelecido para liquidar o mercado. Nesse sentido, mesmo ainda utilizando um modelo matemático, recomenda-se que o SEB adote o preço diário-horário e, para tal, será necessário implementar o modelo computacional DESSEM, o qual é o terceiro modelo da cadeia de modelos matemáticos relacionados à operação¹⁹². Esse tema e proposição foi abordado por Munhoz (2017), o qual evidencia que a adição de maior granularidade no mercado *spot* brasileiro conduziria a uma operação com melhor acurácia, independentemente se a abordagem adotada for *cost-based* (*tight pool*) ou *bid-base* (*loose pool*).

Uma maior granularidade permitiria que o sistema como um todo identificasse, por meio do sinal de preço, os momentos de *stress*, o que induziria a uma mudança de comportamento dos agentes, tanto do ponto de vista físico, quanto comercial. A maior granularidade também

¹⁹² O CEPEL é o responsável pelo projeto e pelo desenvolvimento do modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo, chamado DESSEM. As linhas de pesquisa do atual projeto contemplam: (i) integração de *unit commitment* hidroelétrico ao *unit commitment* térmico e à representação da rede elétrica; (ii) incorporação da modelagem AC da rede elétrica; e (iii) representação da geração eólica.

seria útil para representar adequadamente o valor da energia com a maior penetração de geração de pequenas renováveis, sendo que a tendência é de maiores oscilações nos preços ao longo do dia, dada a variabilidade.

9.4.2.2. *Verificar a existência de poder de mercado*

A migração de um modelo regulado de formação de preço para uma formação de preço por oferta suscita a discussão sobre a existência ou não de poder de mercado e como isso pode ser refletido e levar, por exemplo, a uma situação desconfortável para o Operador do Mercado e para os reguladores, situação em que seriam observados preços elevados e uma pressão sobre os consumidores em um produto estratégico e sem substituto perfeito.

Assim, antes de promover uma migração abrupta, é necessário verificar se há ou não poder de mercado no SEB, o que normalmente é um exercício pleno de questionamentos, em especial pelas empresas oligopolistas, que tendem a contestar as constatações das entidades de defesa da concorrência.

Em mercados de energia elétrica são normalmente utilizados dois índices para se medir o poder de mercado, o HHI e o RSI (ambos apresentados no Capítulo 5), observando que o HHI é também utilizado para mercados de outros produtos, inclusive pelo DoJ. O RSI é utilizado nos mercados em que a formação de preço pelos ISOs e TSOs ocorre por meio de leilões DAM e IDM, ou ainda em mercados que adotam o *self-dispatch*.

Iniciando a análise do poder de mercado com o HHI, observa-se os cálculos realizados pelo Instituto Acende Brasil, especialmente Hochstetler (2017), que são apresentados na Figura 9.4. No caso do SEB, a preocupação é relacionada com as usinas hidroelétricas, dado a sua representatividade na capacidade instalada e, conseqüentemente, sua importância para o atendimento do suprimento.

Segundo critério adotado pelo Cade, mercados com índice acima de 2500 possuem concentração elevada, mercados com índice entre 1500 e 2500 possuem concentração moderada e quando, o índice verificado é abaixo de 1.500, o mercado é considerado como não concentrado. Em geral, quando um mercado de energia elétrica é concentrado, verifica-se uma estrutura oligopolista do tipo *Cournot*, com os grandes produtores definindo os volumes de produção e o preço sendo função dessa definição de volume.

Figura 9.4 – Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) para o SEB em 2016

Fonte: Hochestetler (2017)

A análise expressa na Figura 9.4 aponta de forma clara que haveria poder de mercado em uma migração para uma formação de preço por oferta, destacando-se o papel pivotal do grupo Eletrobrás. Considerando o grupo como uma única empresa, classifica-se o SEB como altamente concentrado nas três abordagens de análise, ou seja, capacidade instalada de geração hidroelétrica com 2.661, capacidade de armazenamento com 4.894 e geração hidroelétrica controlável com 3.662. Analisando o grupo Eletrobrás como quatro empresas distintas por submercado (Eletronorte, Furnas, Eletrosul e Chesf), observa-se a capacidade instalada de geração hidroelétrica com 784, a capacidade de armazenamento com 2.596 e a geração hidroelétrica controlável com 1.489. Em outras palavras, uma cisão do grupo Eletrobrás levaria a capacidade instalada de geração hidroelétrica a ser considerada como não concentrada, a capacidade de armazenamento no limiar entre concentração moderada e alta concentração, e a geração hidroelétrica controlável se poderia classificar como moderada.

No caso do SEB, o cálculo do RSI ficaria prejudicado devido à contratação conjunta de lastro e energia e a forte presença de usinas hidráulicas na qual o cálculo estrutural utilizado é a GF. Logo, apesar de a GF ser uma representação melhor do poder de mercado, não seria o que ocorreria em uma formação de preço por oferta, na qual o gerador tenderia a submeter como quantidade a disponibilidade máxima de geração, o que, em um dado momento, poderia ser

praticamente a capacidade instalada; em outros, um número muito inferior a isso, o que na média representaria a GF, considerando-se que o cálculo dessa métrica de Confiabilidade está correta.

Por fim, pode-se verificar o poder de mercado por meio da capacidade total instalada dos maiores geradores do país, conforme apresentado na Tabela 9.3.

Tabela 9.3 – Dez maiores geradores do SEB em Cap. Instalada

Posição	Empresa	Capacidade Instalada MW
1º	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	10.609,13
2º	Furnas Centrais Elétricas S.A.	9.411,20
3º	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	9.199,55
4º	ENGIE BRASIL ENERGIA S.A. - ENGIE	7.251,82
5º	Itaipu Binacional - ITAIPU	7.000,00
6º	Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS	6.239,22
7º	CEMIG Geração e Transmissão S.A	5.308,87
8º	RIO PARANA ENERGIA S.A	4.995,20
9º	Copel Geração e Transmissão S.A.	4.921,22
10º	Norte Energia S.A.	3.938,57
Total		68.874,78

Fonte: ANEEL (2017)

Os dez maiores geradores representavam 44,9% do total da capacidade instalada em agosto/2017, o que pode ser entendido como um considerável poder de mercado, dado que sem a presença dos mesmos não seria possível atender a demanda, especialmente se realizarem acordos comerciais ou se exercerem o poder de mercado de forma natural e implícita ao seguir o comportamento dos demais. Tal análise fica mais evidente se considerarmos somente os geradores com maior influência do grupo Eletrobrás (Chesf, Furnas, Eletronorte, Itaipu e Norte Energia), o que representaria 26,1% do total da capacidade instalada.

9.4.2.3. Mitigar o poder de mercado

A adoção de um modelo *bid-based* (*loose pool*) requer das entidades responsáveis pela concorrência (Cade no caso brasileiro) e das entidades setoriais discussões e métodos para a mitigação do poder de mercado.

Na subseção anterior foi demonstrado que há poder de mercado no SEB e está fortemente relacionado ao papel central das hidroelétricas. Assim, para mitigar o poder de

mercado, este trabalho propõe duas ações: (i) leiloar o direito de comercialização das usinas hidroelétricas; (ii) contratar térmicas de base.

Com o fim do Regime de Cotas de GF e com a fusão desse regime de custo do serviço com o Mercado de Capacidade, seria possível realizar um leilão do direito à comercialização da energia e, conseqüentemente, do direito a submeter lances nos Leilões DAM e IDM. A renda auferida com esse leilão do direito à comercialização seria compartilhada em partes iguais entre a União e o vencedor do leilão do Regime de Cotas de GF, observando-se que as usinas que participaram dos leilões de renovação das concessões a partir de dezembro/2015 já possuem a liberdade de negociar 30% da GF no ACL. Assim, a proposta é que esses leilões do direito à comercialização sejam de 70% do total da GF da usina para aquelas que estão no Regime de Cotas de GF na modalidade de comprometimento integral, e que 30% do direito fique com os vencedores dos leilões.

Observa-se que não haveria quebra de contrato, pois a tarifa de O&M fruto do leilão seria paga na lógica do Mercado de Capacidade e, com a divisão do direito à comercialização, as usinas não teriam o poder individual de determinar o preço *spot*. Essa lógica de leiloar o direito à comercialização é conhecida como *Virtual Power Plant* e já foi utilizada em outros países com elevada concentração, os quais passaram por um processo de liberalização, com destaque para a Espanha. Entende-se ainda que tal proposta é elegante do ponto de vista conceitual e não inviabilizaria, por exemplo, a solução de leiloar o grupo Eletrobrás como uma única empresa ao invés de realizar uma cisão em quatro subsidiárias e se leiloar para controladores distintos.

A segunda solução seria contratar térmicas de base em leilões na lógica do Mercado de Capacidade, obedecendo a abordagem teórica de um *price cap* para essas usinas na submissão de lances em Leilões DAM e IDM. Também poderia se considerar que, se a estrutura de mercado para as usinas térmicas fosse competitiva, haveria uma submissão de lances que refletiria os custos marginais, incluindo o custo de capital. O objetivo de colocar as usinas térmicas é que, seja com a formação de preço por modelo, seja por oferta, ter térmicas de base com um CVU razoável funcionaria como um teto natural para o PLD e, com Leilões DAM e IDM, essas térmicas quebrariam o poder de mercado das usinas hidroelétricas, desde que representassem um percentual relevante.

Como térmicas de base, considera-se a possibilidade de contratar as tecnologias carvão e gás natural, porém observa-se que há uma dificuldade histórica no Brasil para inserção do gás na matriz, especialmente devido ao monopólio da Petrobrás. Existem discussões, como o programa Gás para Crescer do MME, no sentido de dinamizar o mercado de gás natural no

Brasil, porém não se entende como razoável considerar alterações estruturais de mercado em um horizonte de 5 anos. Assim, a hipótese mais factível seria contratar térmicas a carvão importado, as quais não teriam subsídio da CDE.

Analisando o “Resultado Consolidado de Leilões” disponibilizado pela CCEE referente à competência setembro/2017 e o deck das usinas utilizado no Programa Mensal da Operação do mês de setembro/2017, identifica-se a possibilidade de utilizar a usina Porto do Pecém, de propriedade da EDP, como referência para simulações. A escolha de tal usina se deve às seguintes características: (i) tecnologia carvão, sendo que utiliza carvão importado da Colômbia; (ii) o proprietário é uma empresa privada; e (iii) a usina é contratada por meio de mecanismo competitivo (leilão do ACR).

A pergunta a ser respondida seria: quais os preços esperados no atual modelo de formação de preços se tivéssemos térmicas a carvão operando na base com CVUs e demais características técnicas iguais aos da usina Porto do Pecém?

Para responder a pergunta, foram simulados 06 cenários, os quais são comparados ao cenário do PMO para o mês de setembro/2017. Os cenários são organizados em duas vertentes principais de análise, com a primeira considerando que as usinas já estão em operação comercial, e a segunda considerando as usinas entrando em operação comercial em 01/01/2021, sendo fruto de um leilão realizado em 2018. A Tabela 9.4 apresenta o resumo dos cenários e as respectivas motivações.

O resultado das simulações para o PLD da primeira semana de setembro/2007, do modelo DECOMP, e a comparação com o resultado oficial são apresentados na Tabela 9.5 ¹⁹³e evidenciam a relevância que teriam essas usinas térmicas se já estivessem em operação, na premissa de preço ainda formado por modelo.

Observa-se que a realização de um leilão para contratação de usinas a carvão para a entrada em janeiro/2021 teria pouco efeito sobre o preço neste momento, porém seria útil para situações de PLD elevado que venham a se repetir no futuro, observando-se que essas usinas funcionariam como uma trava com fundamento econômico para uma elevação de preços no futuro, tanto na abordagem por modelo, quanto em uma formação de preço por oferta.

¹⁹³ No Apêndice 2 são apresentados os gráficos dos resultados de CMO do modelo NEWAVE para os cenários propostos.

Tabela 9.4 – Cenários para térmicas a carvão na base

Cenário	Usinas	CVU DECOMP	CVU NEWAVE	Objetivo
Cenário A1	10 usinas de 720 MW no submercado NE	159,22	146,61	Considerando que estas usinas já estão em operação, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. A escolha do NE é por causa da condição crítica dos reservatórios da região.
Cenário A2	10 usinas de 720 MW no submercado SE/CO	159,22	146,61	Considerando que estas usinas já estão em operação, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. A escolha do SE é por causa da relevância dos reservatórios da região e por concentrar a maior carga do SIN.
Cenário A3	05 usinas de 720 MW no submercado SE/CO 05 usinas de 720 MW no submercado NE	159,22	146,61	Considerando que estas usinas já estão em operação, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. A escolha por incluir as térmicas nos dois submercados deve-se por serem os com condições mais críticas na atualidade.
Cenário B1	10 usinas de 720 MW no submercado NE	159,22	146,61	Considerando a realização de um leilão com entrada em suprimento em 01/01/2021, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. A escolha do NE é por causa da condição crítica dos reservatórios da região.
Cenário B2	10 usinas de 720 MW no submercado SE/CO	159,22	146,61	Considerando a realização de um leilão com entrada em suprimento em 01/01/2021, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. A escolha do SE é por causa da relevância dos reservatórios da região e por concentrar a maior carga do SIN.
Cenário B3	05 usinas de 720 MW no submercado SE/CO 05 usinas de 720 MW no submercado NE	159,22	146,61	Considerando a realização de um leilão com entrada em suprimento em 01/01/2021, verificar qual seria o impacto no PLD corrente e no PLD esperado no horizonte dos 60 meses. . A escolha por incluir as térmicas nos dois submercados deve-se por serem os com condições mais críticas na atualidade.

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9.5 – Simulações do PLD com térmicas de base a carvão vs. cenário oficial, 1ª semana setembro/2017

	Decomp Oficial Semana 1 Setembro 2017	Cenario A1	Cenario A2	Cenario A3	Cenario B1	Cenario B2	Cenario B3
Sudeste	449	356	161	180	451	448	442
Sul	449	356	161	180	451	448	442
Nordeste	449	214	161	180	451	448	442
Norte	449	356	161	180	451	448	442

Fonte: Elaborado pelo autor

Em uma formação de preço por oferta o gerador i tenderia a submeter um lance de preço em R\$/MWh, conforme demonstrado em (9.1):

$$Bid_i = \max (CVU_i; \widehat{CVU}_{im}) \quad (9.1)$$

Nessa formulação considera-se que CVU_i é o custo variável unitário do gerador i em R\$/MWh, considerando todos os seus custos (incluindo custo de capital), enquanto que $\widehat{CVU}_{im}$ é a estimativa do gerador i para o custo variável unitário do gerador marginal m , ou seja, aquele que determinaria o preço do Leilão DAM e IDM. Assim, um gerador tende a submeter um lance em R\$/MWh, considerando o maior valor entre o seu próprio custo de geração e a sua estimativa do custo marginal de atendimento da demanda.

Portanto, a partir dos resultados das simulações e o racional apresentado em (9.1), a inserção expressiva de térmicas de base funcionaria tanto na formação de preço por modelo, quanto na formação de preço por oferta como um limitador econômico natural para a alta do preço spot (PLD). Nesse sentido, ao se caminhar para uma formação de preço por oferta, um passo a ser considerado é rever os fundamentos econômicos e físicos da capacidade instalada do SEB, e de certo modo “arrumar” a capacidade instalada do SEB para evitar futuro exercício de poder de mercado.

9.4.2.4. Modelagem do comportamento do mercado

A introdução de uma formação de preço por oferta mudaria a forma como os agentes de mercado se comportam e, em um processo de adoção de um mecanismo com Leilões DAM e IDM, é recomendável uma cenarização do comportamento do mercado e como isso refletiria nos preços de mercado.

É relevante que as entidades setoriais tenham à sua disposição um significativo número de situações e planos de como agir em diversas situações. Os fundamentos físicos do sistema (demanda, nível dos reservatórios, capacidade instalada) pode estar indicando uma situação de *stress*, embora isso não ocorra com os preços, o que pode ser um comportamento especulativo dos agentes, apostando, por exemplo, em situações *too big too fail*, e que, ao final, haverá alguma ajuda aos agentes de mercado por meio de transferências do Tesouro ou ainda repasse de todos os custos aos consumidores. Por um outro lado, os preços podem estar extremamente elevados em uma situação tranquila dos fundamentos físicos do sistema, simbolizando um exercício do poder de mercado.

A crise vivida na Califórnia em 2001-2002 evidencia a relevância das entidades setoriais conhecerem o mercado e terem ferramentas à disposição para monitorar o comportamento dos preços e dos agentes, especialmente em um produto não estocável e essencial como energia elétrica.

No processo de introduzir os Leilões DAM e IDM no SEB, é necessário modelar o comportamento esperado dos agentes de mercado e como isso refletiria nos preços do mercado *spot*. Algo interessante é que o processo de desregulamentação dos mercados de energia elétrica e do uso de leilões na formação do preço *spot* é fato recente, do ponto de vista histórico, algo que se iniciou com maior vigor na década de 1990, intensificando-se após o ano 2000, o que, em perspectiva histórica, limita a comparação de experiência e a formulação de uma maior variedade de cenários. Em contrapartida, a evolução das ferramentas estatísticas e computacionais dos últimos 20 anos favorecem a utilização de diversas técnicas para estimativa dos preços dos mercados de energia elétrica, o que é conhecido na literatura internacional como *Electricity Price Forecasting* (EPF).

EPF é um campo de estudo recente, no qual diversos trabalhos acadêmicos estão sendo desenvolvidos nos últimos anos, algo que o SEB pode se beneficiar no processo de transição, até mesmo promovendo uma competição de diversas abordagens de modelagem e, a partir disso, adotar aquela que mais faça sentido para a estrutura de mercado do Brasil.

Weron & Misiorek (2006) e Weron (2014) apresentam cinco grupos de modelos que podem ser utilizados para estimar o comportamento do mercado e, conseqüentemente, os preços do mercado *spot*, os quais são apresentados na Figura 9.5. Os *multi-agent models* são aqueles que simulam a operação do mercado com agentes heterogêneos, os quais realizam diversas interações comerciais para formar o preço de equilíbrio de mercado. Os modelos do tipo *fundamentals (structural)* são aqueles que descrevem a dinâmica de funcionamento do mercado e obtêm as estimativas a partir dos fundamentos físicos do mercado como níveis dos reservatórios, temperaturas, custos dos combustíveis, etc. Os modelos conhecidos como *reduced-form* (quantitativos, estocásticos) são fortemente ancorados em metodologias estatísticas, observando as variáveis ao longo do tempo, e normalmente são utilizados na avaliação de instrumentos financeiros. Também há outro grupo conhecido como *statistical*, que utiliza ferramentas de econometria e é utilizado quase que somente pela relação estatística das variáveis. Por fim, têm-se os modelos do grupo *computational intelligence* (inteligência artificial, baseado em parâmetros não paramétricos e não são lineares), os quais combinam diversos elementos de inteligência, tais como *machine-learning* e lógica *fuzzy*.

Observa-se que vários estudos e mercados de energia elétrica utilizam modelos híbridos (WERON, 2014), combinando diversos elementos de cada modelo com o objetivo de elevar a precisão e construir um modelo próprio que faça sentido para os agentes e para as entidades responsáveis pelo mercado. Obviamente, cada grupo de modelos, incluindo a abordagem híbrida, possui pontos positivos e limitações, e o processo de definição por um grupo de modelo

ou por um modelo específico sempre é sujeito a discussões e preferências dos decisores (formuladores de política, reguladores, agentes, operadores de mercado). Por questões de espaço e de enfoque, não será apresentada neste trabalho uma ampla discussão sobre os pontos positivos e as limitações de cada grupo de modelos para EPF¹⁹⁴, sendo que só é apresentado o grupo de modelo entendido como preferencial e recomendável para o SEB. Adicionalmente, destaca-se que o objetivo neste ponto do trabalho é defender a importância de se realizar uma cuidadosa modelagem do comportamento esperado dos agentes a partir de uma técnica escolhida de EPF que faça sentido para as características do SEB.

Figura 9.5 – Modelagens para preços spot em mercados de energia elétrica

Fonte: Weron (2014)

¹⁹⁴ Para *multi-agent models*, ver Wood & Wollenberg (1996) e Ventosa et al. (2005). Análises sobre *fundamental models* são apresentadas em Gonzalez, Contreras e Bunn (2012), Karakatsani e Bunn (2008) e Liebl (2013). *Reduced form models* são discutidos em Burger et al. (2007), Hamilton (2008) e Gjolberg e Brattested (2011). *Statistical models* são abordados em Shahidehpour et al., (2002), Geman & Roncoroni (2006), Bierbrauer et al. (2007) e Janczura et al. (2013). Por fim, *computational intelligence models* são abordados em Madani, Correia, Rosa & Filipe (2011), Wang & Fu (2005) e Yamin, Shahidehpour & Li (2004).

Considerando a dificuldade em se realizar análises quantitativas mais assertivas no atual cenário do SEB, visando a migração para formação de preço por oferta, recomenda-se a utilização do grupo de modelos de EPF conhecido como *multi-agent*, especificamente uma combinação de *Agent Based Model* (ABM) com uma abordagem de equilíbrio e teoria dos jogos. Tal combinação é apropriada para mercados com forte regulação e em situações onde não há histórico de preços e que é necessária uma série de considerações sobre o comportamento dos agentes no processo de submissão de lances. O SEB é fortemente regulado (e continuará sendo, mesmo com uma abordagem mais mercadológica), não possui um histórico de formação de preços por oferta e, para se prognosticar o comportamento futuro, é necessário assumir uma série de premissas quanto ao comportamento dos agentes, estrutura societária dos geradores, estímulos econômicos e regulatórios dos diversos agentes.

Como demonstrado ao longo do trabalho, a estrutura de mercado mais comum em mercados de energia elétrica no segmento de geração é um oligopólio do tipo *Cournot*, e a abordagem ABM com teoria dos jogos permite combinar uma lógica Cournot-Nash no processo de estimar os preços para o mercado *spot*, sendo que a condição de equilíbrio do mercado para uma dada hora é representada em (9.2):

$$PMS_h = \sum_{i=1}^m q_i(p_h) = D_h \quad (9.2)$$

A curva de submissão de lances q_i é dada por:

$$[P_{min}, P_{max}] \rightarrow [0, K_i] \quad (9.3)$$

A quantidade q_i entre 0 e F_i é definida por:

$$q_i = q_i(p_h) = \beta_i(p_h - \alpha_i) \quad (9.4)$$

Onde α_i é o intercepto, β_i é a curva da função de oferta do gerador i , K_i é a capacidade instalada do gerador i , e a demanda do sistema para a hora h é dada por D_h , a qual é assumida como linear para o preço p_h . Desse modo, todos os geradores recebem o mesmo preço, assumindo-se que a função de oferta de todos os geradores é não decrescente e assumindo

também que não há restrições de transmissão na zona ou nó do sistema que está em análise, cumprindo sublinhar que o preço de fechamento resultante maximiza o bem-estar social.

Este arcabouço pode ser aplicado ao estabelecido em Farrell e Shapiro (1990), que analisam fusões horizontais em oligopólios de Cournot, com a conclusão de que, em situações gerais, as fusões elevam os preços, bem como que, se a fusão não resulta sinergias, o preço certamente se elevará.

As conclusões de Farrell e Shapiro (1990), aplicadas objetivamente para o SEB, significam que os agentes de geração tendem a pressionar por preços mais elevados nos Leilões DAM e IDM e que serão necessárias medidas para mitigação de poder de mercado e, nesse processo, a utilização de uma modelagem com abordagem ABM e teoria dos jogos ajudará a modelar os comportamentos esperados e, conseqüentemente, os preços. Logo, no processo de EPF para o SEB, deve-se considerar o poder de mercado dos geradores em determinar os preços dos Leilões DAM e IDM, seja por meio da concentração de mercado pura e simples, seja por meio de acordos tácitos no momento da submissão de lances para o OMB.

9.4.2.5. *Abordagem das cascatas brasileiras*

Diferentemente de mercados em que a capacidade instalada possui alta capacidade de controle e independência da decisão de produção, o SEB possui uma capacidade instalada na qual a decisão de produção de um gerador ou usina hidroelétrica pode impactar sensivelmente a decisão de produção do outro gerador. Outro ponto relevante é que a disponibilidade hídrica de um momento e a decisão de utilizar ou não a água no momento presente depende da expectativa de aflúências, da expectativa de geração de usinas não controláveis (PCHs e eólicas, especialmente), dos CVUs das usinas térmicas e da expectativa de consumo. Ou seja, a decisão de produção de uma usina é complexa e influencia na decisão de produção das demais usinas, observando uma dependência temporal e espacial.

Essa preocupação sempre esteve presente no modelo de mercado e foi fruto de discussões no Projeto RE-SEB, como também durante o período do racionamento brasileiro em 2001-2002. A dependência de produção entre as diferentes usinas hidroelétricas e a eventual complementariedade das bacias hidrográficas conduziram, de certo modo, o modelo setorial para a adoção do *tight pool* e para o MRE como mecanismo central de proteção do risco hidrológico, ou melhor, do risco de entrega da energia vendida em função da GF, que foi adotada como a métrica de Confiabilidade.

Essa problemática dificulta a transição de uma formação de preço por modelos matemáticos para uma formação de preços por oferta e é, inclusive, apontada nas diversas discussões setoriais como o impeditivo para que o Brasil adote um modelo mercantil pleno na formação do preço *spot*.

Este trabalho defende que a adoção de um modelo central de gerenciamento de risco hidrológico com um despacho *tight pool* é contrário a um modelo de mercado e empiricamente é possível observar que tal abordagem tende a gerar judicialização em momentos de crise hidrológica, dado que os geradores proprietários das usinas hidroelétricas tendem a alegar que não haveria como gerenciar esses riscos, e que venderam os montantes de energia elétrica estabelecidos em conformidade com a métrica de Confiabilidade GF que foi concedida pelo Estado brasileiro. Os geradores também podem alegar (e muitas vezes com razão) que não estão gerando o que deveriam gerar por decisões tomadas pelo ONS ou, ainda, por anomalias ou distorções regulatórias. Em outras palavras, o gerador pode alegar que não possui controle sobre a quantidade a gerar da usina e que realizou as vendas dentro dos limites regulatórios e das métricas que foram estabelecidas, sendo que o risco de produção não poderia ser alocado a ele, mas, sim, ao consumidor, ou ao Estado.

Todavia, migrar para um modelo de mercado na formação de preços por oferta requer um debate sério sobre o tratamento das cascatas brasileiras. Como dar liberdade de geração para os geradores sem colocar o sistema em risco de suprimento? Altieri (2017) destacou que a discussão sobre utilizar uma abordagem por oferta necessita ser realizada e superada, para que sua adoção seja bem assimilada por todos os agentes envolvidos. Também se ressaltou as preocupações no relacionamento entre diferentes empresas proprietárias de diferentes usinas em uma mesma cascata, e como exemplo citou a Bacia do Grande.

Como operar conjuntamente essas usinas seria um dos desafios a serem superados para que ocorra uma migração que faça sentido econômico e que não acabe por redundar em mais judicializações. De fato, a Bacia do Grande permite uma análise interessante sobre os diferentes proprietários e uma eventual coordenação de geração, algo que se tornou mais complexo com o leilão das usinas que tiveram a concessão vencida e eram até então da Cemig¹⁹⁵.

¹⁹⁵ Esse leilão foi realizado em 27.09.2017 no formato Envelope Fechado na sede da B3 (antiga Bovespa), com os vencedores tendo 70% da GF alocada no Regime de Cotas de GF, com a contratação no ACR. Os demais 30% podem ser negociados livremente pelos vencedores no ACL. Foram leiloados neste certame as usinas São Simão (vencedor a Spic Pacif Energy PTY – China), Jaguará (Engie – Bélgica), Miranda (Engie) e Volta Grande (ENEL – Itália), totalizando um valor de RBO de R\$ 12,1 bilhões. Destaca-se que a forma como serão realizados os leilões de usinas hidroelétricas, inclusive eventuais privatizações relacionadas ao Grupo Eletrobrás, podem tornar muito mais complexo a transição do SEB para um modelo de mercado pleno, sendo que o correto seria discutir este processo analisando a futura estrutura de mercado, em especial considerado uma abordagem ABM com teoria dos jogos.

Após o referido leilão o controle proprietário das usinas da Bacia do Grande passou a ser:

- Cemig: Camargos, Itutinga, Funil – Grande e Igarapava.
- Furnas: Furnas, Mascarenhas de Moraes, L.C. Barreto, Porto Colômbia e Maribondo.
- AES-Tietê: Caconde, E. da Cunha, A.S. Oliveria e Água Vermelha
- Engie: Jaguará.
- ENEL: Volta Grande.

As usinas com reservatório possuem maior controle do volume a produzir do que as usinas a fio d'água e, conseqüentemente, maior poder de mercado se a usina tiver uma expressiva capacidade instalada (ver Figura 9.6). Na Bacia do Grande, por exemplo, a decisão de produzir das usinas Furnas (1.312 MW) e Mascarenhas de Moraes (478 MW) de propriedade de Furnas influenciariam fortemente a produção da usina L.C. Barreto (1.104 MW) que é da própria empresa, como também de Jaguará (424 MW) da Engie, Igarapava (210 MW) da Cemig e Volta Grande (380,0 MW) da Cemig. Por fim, todas essas usinas produzindo em conjunto influenciam na decisão de produzir e no nível dos reservatórios de Marimbondo (1448 MW) de Furnas e Água Vermelha (1.396 MW) da AES-Tietê.

Em outras palavras, nessa bacia as usinas pivotais são Furnas e Mascarenhas de Moraes, de propriedade da estatal Furnas, as quais podem influenciar mais fortemente a formação do preço em Leilões DAM e IDM, submetendo lances que não refletem os custos marginais de produção, o que pode fazer com que o preço *spot* seja mais elevado (poder de mercado) ou reduzido (razões políticas). A complexidade maior é que a decisão de produzir dessas usinas de propriedade estatal federal impactam a geração de usinas de propriedade estatal estadual (Cemig) e privadas (Engie, ENEL e AES-Tietê).

A solução do problema pode se dar de três formas: (i) submissão de lance em conjunto; (ii) divisão entre o direito de alocação e a produção de energia; e (iii) criação de um mecanismo de Coase¹⁹⁶.

¹⁹⁶ O teorema de Coase é de autoria do economista britânico Ronald H. Coase que ganhou o prêmio Nobel em 1991. O seu prêmio foi baseado nos trabalhos *"The Nature of the Firm"* e *"The Problem of Social Cost"*, sendo esses o de maior impacto teórico. Em teorema estabelece que existindo mercados competitivos sem custos de transação, um eficiente conjunto de recursos produz resultados eficientes, mesmo com externalidade negativas que devem ser compensadas pelos agentes que as causam para os agentes que são afetados. No caso do SEB, uma

Figura 9.6 – Diagrama Esquemático das usinas hidroelétricas na Bacia do Grande

Fonte: ONS (2017)

A **submissão de lance em conjunto** significaria que, para a apresentação do lance de oferta para o OMB, seria considerado o desejo agregado de produzir de todos os geradores, sendo o preço uma média ponderada dos valores informados por usina. O OMB teria a liberdade de escolher qual usina geraria o montante ofertado, visando a otimizar na bacia a quantidade a ser produzida. Os montantes de geração seriam alocados proporcionalmente aos lances submetidos e o OMB poderia criar um cálculo contábil do direito aos créditos de energia na bacia, dado que as decisões do operador influenciam na quantidade armazenada futura e, consequentemente, na quantidade que as usinas poderão gerar no futuro.

A **divisão entre o direito à alocação e produção de energia** significa que o OMB continuaria a definir o montante total de geração hidráulica que seria despachada, seja por cascata, seja para todo o SIN, e os agentes submeteriam livremente os preços, sendo que a quantidade a gerar por usina seria definido pelo OMB e o direito à alocação seria fruto de um rateio com base em um critério estabelecido, seja a própria GF, seja a capacidade instalada da cascata, ou ainda do SIN.

escolha ineficiente de geração hídrica por uma usina traria externalidades negativas para outras usinas, logo essas usinas deveriam compensar as usinas prejudicadas.

Essa abordagem tenta combinar o melhor dos dois métodos, ou seja, otimiza-se o volume de produção e permite que os agentes valorem esse volume de produção, porém ainda mantém-se a fragilidade da definição central do montante de produção, o que pode ser judicializado pelos agentes que se sintam prejudicados.

A **criação de um mecanismo de Coase** significa que as usinas, que por meio de sua decisão de geração causam uma piora na geração das outras usinas, deveriam ressarcir-las por meio de um valor e metodologia previamente estabelecidos. No exemplo da Bacia do Grande, se as usinas pivotais, Furnas e Mascarenhas, desotimizam a geração das demais usinas, deverão pagar uma compensação. Em outras palavras, essas usinas, se decidirem produzir abaixo ou acima de um certo volume, deverão pagar essa compensação, o que certamente será refletido no preço submetido nos Leilões DAM e IDM.

A discussão sobre como coordenar a geração das usinas hidroelétricas e, consequentemente, o gerenciamento das cascatas, tende a ser a mais polêmica no SEB, dados os efeitos alocativos e distributivos. Logo, na transição, deverão ser exploradas diversas alternativas com uma ampla consulta aos agentes e à sociedade e, dada relevância do tema, a solução escolhida deve ser posteriormente estabelecida por uma lei específica.

9.4.2.6. *Desenvolvimento dos novos modelos matemáticos*

Para o desenvolvimento dos novos modelos matemáticos, recomenda-se a formação de um Comitê Gestor com especialistas do setor elétrico indicados pelas entidades setoriais, tais como a CCEE-ONS (OMB), ANEEL, EPE e MME e, ao menos, um membro com reconhecido saber vinculado à academia. Também seria salutar realizar um convênio com os operadores dos ISOs americanos e canadenses e com os TSOs da região do Nordpool. A escolha dos ISOs americanos e canadenses deve-se à estrutura de desenho de mercado similar a que é proposta neste trabalho para o SEB, com uma formação de preços *loose pool*. E, no caso do Canadá, ressalta-se a presença de hidroelétricas e/ou conexão com regiões (importação e exportação) que possuem base hídrica relevante. A escolha do Nordpool é pela expressiva participação hídrica, em especial na Noruega e Suécia.

Para desenvolver os modelos, sugere-se uma competição entre consórcios, observando-se como critério básico para formação dos consórcios a presença de ao menos uma empresa de consultoria ou centro de pesquisa do Brasil, com experiência no setor elétrico, e de uma empresa com experiência em trabalhos de desenvolvimento para ISOs da América do Norte ou TSOs da Europa.

No processo de desenvolvimento será necessário realizar uma revisão dos modelos matemáticos utilizados por diversos operadores internacionais para otimizar a captura de lances submetidos pelos participantes em Leilões DAM e IDM. Essa revisão deve incorporar modelos com premissas de agentes *price-taking* e não *price-taking*, como também modelos que incluem programação linear e não linear.

Para fins de exemplificar o que contempla o desenvolvimento de um modelo para receber os lances nos Leilões DAM e IDM e resolver o problema de otimização de um Operador de Mercado, utiliza-se neste trabalho a proposta apresentada por Bakirtzis, et al. (2007) de utilizar uma abordagem de equilíbrio com um modelo de produtor, no qual o operador deverá operar o mercado com bases em ofertas em um Leilão DAM, definindo no processo o *Unit Commitment*.

No modelo de Bakirtzis et al. (2007), um gerador i constrói uma curva de oferta ótima com lances não decrescentes em níveis determinados por B^i , selecionando pares de quantidades e preços para cada bloco de oferta (Q_{ib}, π_{ib}) para cada passo $b \in \{1, \dots, B^i\}$, no qual Q_{ib} é a quantidade ofertada pelo gerador i para o operador do sistema, relativo ao bloco b , e com o preço correspondente expresso por π_{ib} . O operador do mercado deve resolver o problema determinístico apresentado em (9.5), o qual está sujeito às restrições (9.6) a (9.8):

$$\text{Minimizar } \sum_j \sum_b \pi_{ib} * q_{ib} \quad (9.5)$$

$$\sum_j \sum_b q_{ib} = d \quad (9.6)$$

$$q_{ib} \leq Q_{ib} \quad \text{para todo } i \in A, b \in B^i \quad (9.7)$$

$$q_{ib} \geq 0 \quad \text{para todo } i \in A, b \in B^i \quad (9.8)$$

A restrição (9.6) garante que a demanda d será atendida, e a restrição (9.7) assegura que nenhum gerador será despachado acima do lance submetido. O modelo do produtor assume o despacho em base horária, no qual o gerador i tenta maximizar o descrito em (9.9), sujeito às restrições (9.10) a (9.21):

$$\text{Maximizar } \sum_{s \in S} \left\{ p^s \sum_{i \in A} \left[\sum_{b \in B^i} \lambda^s q_{ib}^s - c_i \left(\sum_{b \in B} q_{ib}^s \right) \right] \right\} \quad (9.9)$$

A formulação matemática (9.9) tem como objetivo maximizar o lucro do gerador, em um desenho de mercado com lógica marginalista, em um cenário s com preço marginal λ^s e quantidade q_{ib}^s no passo b do gerador i , sendo que para este cenário s , no qual o operador de mercado aceitou o lance submetido, o custo horário não linear do gerador é representado por $c_i(\sum_{b \in B} q_{ib}^s)$.

Todavia, o gerador está sujeito às restrições (9.10), (9.11) e (9.12):

$$0 \leq Q_{ib} \leq Q_i^{\max} \leq K_i \text{ para todo } i \in A, b \in B^i \quad (9.10)$$

$$\sum_b q_{ib} = Q_i^{\max} \text{ para todo } i \in A \quad (9.11)$$

$$Q_{iq} \leq \delta * Q_i^{\max} \text{ para todo } i \in A \quad (9.12)$$

A restrição (9.10) assegura que nenhum lance será maior que a disponibilidade máxima da usina e consequentemente não será maior que a capacidade K_i . A restrição (9.11) assegura que toda a disponibilidade da usina será ofertada e (9.12) assegura que o primeiro passo é ofertar uma fração na disponibilidade máxima do gerador i .

Além disso, o gerador, no momento da submissão do lance, enfrenta as restrições (9.13), (9.14), (9.15) e (9.16):

$$0 \leq \pi_{ib} \leq \pi^{\max} \text{ para todo } i \in A, b \in B^i \quad (9.13)$$

$$\pi_{ib} \leq \pi_{i(b+1)} \text{ para todo } i \in A, b = 1, \dots, B^i - 1 \quad (9.14)$$

$$\pi_{ib} \geq CVU_i \text{ para todo } i \in A, b = 1, \dots, B^i \quad (9.15)$$

$$\sum_{b \in B^i} Q_{ib} * \pi_{ib} \geq CVU_i * \sum_{b \in B^i} Q_{ib} \text{ para todo } i \in A \quad (9.16)$$

A restrição (9.13) estabelece um preço teto (equivalente a um PLD teto) para todas as ofertas e a restrição (9.14) assegura que os lances de preço não são decrescentes. Já as restrições (9.15) e (9.16) asseguram que os lances submetidos são ao menos o CVU_i para o gerador i , observando-se que já contemplaria o custo de capital.

Já o operador enfrenta as seguintes restrições para definir o despacho e o preço para uma determinada hora.

$$\sum_{j,b} q_{ib}^s = d^s \text{ para todo } i \in A \quad (9.16)$$

$$q_{ib}^s \leq Q_{ib} \text{ para todo } i \in A, b \in B^i, s \in S \quad (9.17)$$

$$q_{ib}^s \leq \bar{Q}_{ib}^s \text{ para todo } i \in \bar{A}, b \in B^i, s \in S \quad (9.18)$$

$$q_{ib}^s \geq 0 \text{ para todo } i \in I, b \in B^i, s \in S \quad (9.18)$$

$$\mu_{ib}^s \geq 0 \text{ para todo } i \in I, b \in B^i, s \in S \quad (9.19)$$

$$\pi_{ib} + \mu_{ib}^s \geq \lambda^s \text{ para todo } i \in A, b \in B^i, s \in S \quad (9.20)$$

$$\bar{\pi}_{ib} + \mu_{ib}^s \geq \lambda^s \text{ para todo } i \in \bar{A}, b \in B^i, s \in S \quad (9.21)$$

$$\sum_{j \in A, b \in B^i} \pi_{ib} q_{ib}^s + \sum_{j \in A, b \in B^i} \mu_{ib}^s Q_{ib} + \sum_{j \in \bar{A}, b \in B^i} \bar{\pi}_{ib} q_{ib}^s + \sum_{j \in \bar{A}, b \in B^i} \mu_{ib}^s \bar{Q}_{ib}^s = \lambda^s d^s \text{ para todo } s \in S \quad (9.22)$$

As restrições de (9.16) a (9.21) representam o valor esperado do operador de mercado para o cenário base, na condição na qual λ^s é o multiplicador duplo para as restrições da demanda em (9.6) para um dado cenário s , e μ_{ib}^s é o multiplicador duplo para a restrição (9.7) para os cenários s . Observa-se que o problema a ser solucionado pelo operador do sistema é de natureza linear, porém a decisão individual dos geradores de produzir não é, e se considerarmos que o operador adotaria a solução de criar um mecanismo de Coase, teria de ser desenvolvido pelo operador um modelo padrão de natureza estocástica para emular qual seria a decisão ótima a ser adotada na submissão dos lances de uma bacia, e, desse modo, penalizar aqueles geradores que desotimizaram a operação que seria a ideal, fazendo com que esses geradores paguem compensações aos geradores que foram prejudicados. Análises extensas neste sentido serão necessárias no caso do SEB, especialmente se incluirmos a lógica de um sistema hidrotérmico que passa a contar cada vez mais com usinas renováveis com geração variável.

Takriti et al. (1996) discute a questão do *Unit Commitment* em um contexto de usinas térmicas e hidroelétricas e Wallace & Fleten (2003) realizam uma pesquisa bibliográfica extensa sobre a programação estocástica em mercados regulados e desregulados. Esses dois exemplos evidenciam o laborioso trabalho que deverá ser desenvolvido para o SEB e, dada a complexidade do sistema brasileiro, entende-se que deverá ser construída uma solução específica.

Kwon & Frances (2012) apresentam uma revisão bibliográfica dos modelos matemáticos e da abordagem a ser utilizada pelos Operadores de Mercado, considerando modelos com estratégia, ou seja, modelos em que os participantes realizam estratégia para maximizar seus lucros, enquanto o operador busca reduzir os custos de operação do sistema. Essa revisão é apresentada a seguir a Tabela 9.6:

Tabela 9.6 – Modelos acadêmicos com lógica de estratégia para despacho

Autor e Ano	Tipo de modelo/ técnica de solução	Características	Mercado alvo
Wen & David (2001)	Programação linear inteira mista/ Algoritmos genéticos	Duas estratégias de lances: (i) benefícios horários; (ii) produção mínima estável	Califórnia pré-crise 2001
Attaviryanupap et al (2005)	Programação linear inteira mista/ Heurístico evolucionário	Mercados de energia e de reserva incorporados	
Swider (2007)	Otimização estocástica não linear	Mercados de energia são assumidos como price-takers; comportamento estratégico no mercado de reservas	Alemanha
Zhang et al. (2000)	Programação linear inteira mista/ Algoritmos genéticos	Problemas de um operador de mercado são analiticamente solucionados	New England (EUA)
Gross and Finlay (2000)	Programação linear inteira mista/ Relaxamento Lagrangeano	Soluções analíticas sob condições de competição perfeita	Inglaterra e País de Gales
Guan et al (2001)	Programação linear inteira mista/ Relaxamento Lagrangeano	Soluções aproximadas obtidas via teoria da otimização ordinal	Califórnia
Bakirtzis et al. (2007)	Programação matemática com equilíbrio de restrições/ Programação linear inteira mista	A programação com equilíbrio de restrições é convertida em linear	Grécia
Gountis & Bakirtzis (2004)	Programação de duplo nível/ Algoritmos genéticos	Incorpora aversão ao risco e simulação de Monte Carlo é utilizada para computar o lucro esperado	
Weber e Overbye (1999)	Programação de duplo nível	Restrições de transmissão são incorporadas	

Fonte: Kwon & Frances (2012)

O exemplo desta subseção evidencia a complexidade que é a adoção de um modelo de otimização para o recebimento de lances em um contexto de formação de preço por oferta. Estima-se que os estudos para se decidir qual modelo utilizar consumiria ao menos 18 meses, e que, após a decisão do modelo e da abordagem a ser utilizada, iniciar-se-ia um processo de desenvolvimento com um prazo estimado entre 18 e 24 meses. Na proposta de transição deste trabalho considerou-se o período de 24 meses, com uma operação espelho por um período de 6 meses.

9.4.2.7. Operacionalização dos Leilões DAM e IDM

A implementação dos Leilões DAM e IDM contempla estabelecer o fluxo operacional que deverá ser obedecido para que o OMB defina diariamente o *Unit Commitment* e o preço para as 24 horas do dia seguinte em um Leilão DAM e, conseqüentemente, para a definição do preço final de liquidação do mercado, atualmente conhecido como PLD, que seria, na abordagem internacional, o preço do tempo real ou do Leilão IDM-RTM.

Nas seções anteriores apresentou-se um fluxo de horários e procedimentos básicos que deveriam ser obedecidos tanto para a definição do preço relacionado ao Leilão DAM, quanto do preço real apurado por meio do Leilão IDM-RTM, que resultaria no PLD. Nesta subseção o objetivo é simplesmente apresentar o fluxo técnico e operacional de ações que deverão ser processadas pelo OMB para a formação do preço por oferta.

A Figura 9.7 apresenta a linha do tempo proposta para o OMB operacionalizar os Leilões DAM e IDM. A Figura 9.8 apresenta o fluxo de informações necessárias para que o OMB realize o despacho, considerando as ofertas apresentadas pelos participantes do mercado. Por fim, na Figura 9.9 é apresentado o fluxo de informações detalhado para determinação de quais unidades serão comprometidas e despachadas nos leilões.

9.4.3. Considerações gerais

O objetivo desta seção foi apresentar os passos que serão necessários para migrar de um preço formado puramente por modelos matemáticos em uma abordagem *cost-based*, para um preço formado por ofertas dos agentes em uma abordagem *bid-based*.

Figura 9.7 – Linha do Tempo dos Leilões DAM e IDM

7 dias até 10:00 em d-1	10:01-14:00 em d-1	14:01 – 15:00 em d-1	15:01 em d-1 até 23:59 em d
Período de Submissão de Lances – Leilão DAM <ul style="list-style-type: none"> Participantes submetem lances para as 24h do dia <i>d</i> em um Leilão DAM: 7 dias antes do dia <i>d</i> até 10:00 do dia anterior. 	Processamento e Divulgação dos Resultados <ul style="list-style-type: none"> Processamento de todos os lances com sistema computacional. Divulgação dos resultados do Leilão DAM às 14:00. 	Interlúdio <ul style="list-style-type: none"> Período em que o OMB e os agentes de mercado podem analisar os resultados e se programar para o Leilão IDM. OMB se programa para operação. Agentes se programam para operar e submeter novos lances 	Balanceamento do Sistema – Leilão IDM <ul style="list-style-type: none"> Participantes submetem lances até 3 h da hora referência. OMB mantém a estabilidade do sistema considerando os recursos contratados. OMB busca minimização de custos.

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9.8 – Fluxo de Informação dos Leilões DAM e IDM

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 9.9 – Processamento dos Leilões DAM e IDM

Fonte: Elaborado pelo autor

É relevante observar que, ao contrário do que é propagado nas discussões do SEB por vários agentes, mesmo uma formação de preço por oferta necessita de modelos computacionais complexos, os quais são utilizados pelo Operador do Sistema (OMB) no sentido de minimizar o custo de operação, dada as características e condições físicas do sistema, como também são utilizados pelos geradores e LSEs sistemas computacionais iguais ao do OMB, além de outros específicos, com o objetivo de definir a estratégia de submissão de lances, visando a maximizar as receitas.

Para fins de organização e facilidade de entendimento, são apresentados na Tabela 9.7 os sete passos necessários e/ou propostos para a migração para o preço por oferta, como também o objetivo de cada passo proposto.

Destaca-se que não foi objetivo desta seção propor o modelo matemático específico que deverá ser utilizado pelo OMB para a formação de preço nos Leilões DAM e IDM, mas, sim, o caminho a ser trilhado. Aprimoramentos neste caminho e um maior detalhamento certamente serão necessários, destacando-se que a proposição de um modelo matemático específico é um trabalho complexo e laborioso, demandando um time específico de especialistas em sua construção, o que, por si só, certamente poderia resultar em uma nova tese de doutorado.

Tabela 9.7 – Passos para a introdução de um preço por oferta no SEB

Passo	Comentários
1. Reduzir a granularidade do preço: semana-patamar para diário-horário	<ul style="list-style-type: none"> > Reduzir a granularidade diminuiria encargos e aumentaria a precisão da operação do sistema. > É um passo necessário para evoluções no modelo de mercado, incluindo a precificação por oferta.
2. Verificar a existência de poder de mercado	<ul style="list-style-type: none"> > Em um modelo de preço por oferta os agentes de mercado podem influenciar artificialmente o preço por meio do exercício de poder de mercado. > Verificar o poder de mercado permitiria elaborar estratégias de mitigação, tornando o mercado mais eficiente e com melhor alocação. > As hidroelétricas do SEB possuem poder de mercado.
3. Mitigar o poder de mercado	<ul style="list-style-type: none"> > Tomar ações para que no momento da migração do preço por oferta se tenha base física e econômica para uma operação com preços eficientes. > Para o SEB a mitigação do poder de mercado seria possível por meio de: (i) Leilão do direito de comercialização de hidroelétricas; (ii) Contratação de térmicas de base (carvão importado) a preços competitivos.
4. Modelagem do comportamento do mercado	<ul style="list-style-type: none"> > Após ter o parque gerador "concertado" quanto ao poder de mercado, modelar o comportamento esperado dos agentes de mercado. > Existem várias formas de se modelar o comportamento dos agentes e se estimar o preço de mercado. Sugere-se para o SEB uma abordagem conhecida como ABM com teoria dos jogos.
5. Abordagem das cascatas brasileiras	<ul style="list-style-type: none"> > Cascatas com usinas com vários proprietários é um desafio a ser superado em uma formação de preço por oferta no SEB. > Existem ao menos três soluções possíveis: (i) submissão de lance em conjunto; (ii) divisão entre o direito de alocação e produção de energia; (iii) criação de um mecanismo de Coase.
6. Desenvolvimento dos modelos matemáticos	<ul style="list-style-type: none"> > Promover uma concorrência entre consórcios para o desenvolvimento de um modelo adequado > Estudar as várias abordagens possíveis, a partir da experiência internacional (18 meses). > Desenvolver o modelo (24 meses) e submetê-lo a apreciação da sociedade, incluindo uma operação espelho por 6 meses.
7. Operacionalização dos Leilões DAM e IDM	<ul style="list-style-type: none"> > Adequar a operação do sistema para uma abordagem mercadológica. > OMB terá que se adequar a receber lances dos agentes de mercado. > Agentes de mercado terão que se adequar a uma formação de preço mais dinâmica.

Fonte: Elaborado pelo autor

9.5. Administração do Mercado de Capacidade pelo OMB

A separação do lastro e energia, ao lado da formação de preço por oferta, são os dois elementos mais complexos em um processo de transição do atual desenho para o novo desenho de mercado do SEB. Relativamente ao lastro, a proposta do trabalho é a criação de um Mercado de Capacidade para a contratação do lastro, representado pela métrica de Confiabilidade GF.

A transição proposta seria a transferência de todos os contratos legados para o OMB, o qual teria o papel de administrador de toda a contratação nesse Mercado de Capacidade. A ideia é que o OMB cobre o encargo de capacidade de todos os consumidores e faça leilões da componente energia para o mercado.

As diferenças de receita (positivas ou negativas) seriam compensadas no próprio encargo de capacidade. O mesmo entendimento em questão seria aplicado para o desconto da TUSD/TUST, ou seja, os descontos para as usinas continuarão a ser pagos pelo OMB, porém o direito ao Certificado de Energia Limpa será transferido para o OMB, que fará leilões para o mercado, e as diferenças de receita serão alocadas ao encargo de capacidade.

Assim, os vendedores terão alteração somente do comprador, trocando as atuais distribuidoras pelo OMB, com exceção da Energia de Reserva, a qual é atualmente contratada pela CCEE, e deveria ser transferida para o OMB, sendo que todos os direitos dos contratos para os vendedores estariam assegurados. Todavia, será concedido a todos o direito a rescindirem os contratos e participarem livremente no novo desenho do SEB, se assim desejarem. Na prática, um gerador comprometido com um CCEAR ou CER pode optar em manter o contrato com o OMB ou em manter contratada somente a componente calculada como Confiabilidade (capacidade) e vender livremente a energia. Isso também seria aplicado ao desconto, ou seja, as usinas com direito a desconto na TUSD/TUST podem optar em continuar a recebê-lo por meio do OMB, com a transferência do direito à comercialização do Certificado de Energia Limpa para o Operador do Mercado, ou ainda abrem mão do recebimento do desconto e negociam os referidos certificados livremente.

A transição para o novo modelo do SEB guarda semelhança filosófica com a implantação do Plano Real entre 1993-1994. Um novo desenho de mercado, com previsibilidade e sustentabilidade econômica, ancorado em conceitos reais e ortodoxos. Também se ressalta que, de forma similar ao Plano Real que para desindexar a economia realizou uma super indexação por meio da Unidade Real de Valor (URV), o SEB passará por um processo de concentração de contratação regulada para que se obtenha, ao final, um mercado com maior liberdade de escolha, competição e gestão de riscos.

A Figura 9.10 apresenta o papel do OMB na administração da contratação da capacidade e/ou Confiabilidade.

Um ponto de resistência no processo de transição seria os consumidores livres e especiais que já realizaram contratos de longo prazo e alegam que esses contratos já consideram a componente capacidade (lastro) embutido. Neste caso, na base de rateio do total dos custos pela carga em MWh poderiam ser desconsiderados os contratos já firmados e registrados na CCEE até uma determinada data, observando que esses contratos devem ter valor diferente de zero e não poderiam ser alterados.

Figura 9.10 – Conta Administradora do Encargo de Capacidade

Fonte: Elaborado pelo autor

O objetivo disso é ser justo na alocação dos custos com todos os consumidores, porém ser deixar espaço para *gaming* que na prática significaria que os atuais consumidores regulados que passassem a ser livres continuariam a arcar com uma proporção maior dos custos da contratação da Confiabilidade.

Por fim, é necessária especial atenção com o risco de entrega dos montantes de energia leiloados pelo OMB referente aos contratos legados. Dado que nas operações do Mercado de Energia só haverá contratos por quantidade, o risco de entrega estará alocado ao OMB e, nesse sentido, será necessário estabelecer, por meio de um Procedimento de Comercialização, quais são os limites e métricas técnicas que deverão ser considerados para se evitar que o OMB fique sensivelmente exposto ao PLD, o qual será o resultado do Leilão IDM para uma hora específica.

9.6. Conclusões

O novo desenho do SEB tem como objetivo criar um mercado de energia elétrica dinâmico e que auxilie no desenvolvimento e crescimento econômico do país por meio de uma estrutura que assegure a segurança jurídica (conformidade), sustentabilidade econômica e eficiência técnica e comercial. Um desenho de mercado moderno necessita ser flexível para as evoluções tecnológicas, mas sem falhas estruturais que obriguem periodicamente a intervenção do Estado, dada a natureza estratégica do produto energia elétrica.

A segurança do suprimento é um bem público fundamental para qualquer país contemporâneo, considerando a especial atenção dedicada ao crescimento da capacidade

instalada em países como o Brasil, cujo crescimento do consumo é normalmente expressivo. Observa-se que o atual desenho MSEB-2004 foi cuidadoso na segurança de suprimento do SIN, todavia, seu desenho demonstrou ser oneroso no longo prazo e pouco eficiente na alocação de riscos, sendo a crescente judicialização uma evidência disso.

A migração para um novo desenho de mercado do SEB é fundamental para que a sociedade brasileira possa ter um mercado de energia elétrica à altura do nível de desenvolvimento do país e do dinamismo exigido em economias competitivas.

Por isso, é necessária uma cuidadosa transição que considere os aspectos econômicos como direcionadores principais, mas sem deixar de lado a segurança jurídica e o respeito aos contratos firmados, com destaque para os contratos celebrados como resultado dos Leilões do ACR (CCEARs e CERs).

Este trabalho propõe um novo desenho de mercado no qual haja segregação dos Mercados de Capacidade, Energia, Reservas e Certificados de Renováveis, com o incentivo à utilização de ferramentas financeiras de proteção, seja por meio de produtos financeiros puros ou pela criação de Bolsas de Energia. Neste novo desenho o consumidor possui um papel-chave e o Mercado de Energia, ao final do processo, seria 100% livre.

A transição proposta consumiria 72 meses e teria cinco fases: (i) Preparação; (ii) Base para Transição; (iii) Transição; (iv) Operação Assistida; e (v) Revisão.

A Preparação teria 6 meses, iniciar-se-ia com a redação da lei contendo as diretrizes para o novo desenho de mercado do SEB e seria concluída com a aprovação no Congresso e a publicação no D.O.U.

A Base para Transição é uma fase que consumiria 18 meses, na qual seria realizada uma série de ações no sentido de se criar os elementos básicos para a construção do novo desenho, destacando-se: (i) a criação da figura regulatória do Agregador de Medição, dos Balcões Organizados e da Bolsa de Energia; (ii) separação da Comercializadora e do Corretor; (iii) separação do fio e energia na distribuidoras; (iv) implementação do preço horário por modelo; (v) criação do OMB; e (vi) transferências dos contratos regulados legados para administração do OMB.

A Transição seria a fase que consumiria o maior tempo, estimando-se um total de 36 meses. Nesta fase seria realizada uma série de ações práticas e comerciais no sentido de se atingir o desenho de mercado proposto: (i) separação de lastro e energia; (ii) Mercado de Energia 100% livre; (iii) criação da Bolsa de Energia; (iv) contabilização diária e liquidação semanal; (v) preço por oferta; e (vi) fim das tarifas reguladas. Entende-se que essa fase é a mais complexa, observando que passa a ocorrer um novo processo de alocação de riscos e custos,

além de uma abordagem mais mercadológica que prioriza aspectos competitivos. Relativamente a esta fase, cabe ainda ressaltar que a migração do preço por modelo para o preço por oferta e a administração dos contratos legados são os pontos mais sensíveis e que demandarão maior atenção das entidades setoriais e dos agentes de mercado.

A migração do preço por modelo para o preço por oferta contempla sete passos, a saber: (i) reduzir a granularidade do preço de semana-patamar para diário-horário; (ii) verificar a existência de poder de mercado; (iii) mitigar o poder de mercado; (iv) modelagem do comportamento do mercado; (v) abordagem das cascatas brasileiras; (vi) desenvolvimento dos novos modelos matemáticos; e (vii) operacionalização dos Leilões DAM e IDM.

A administração dos contratos regulados legados pelo OMB contempla a manutenção integral dos contratos na perspectiva do vendedor, dando-lhe a opção de manter a venda realizada nos leilões do ACR e tendo o OMB como comprador, ou a opção de migrar para o novo modelo e permanecer com a energia livre para negociação e somente a capacidade (lastro) contratada pelo OMB.

Também será falcutado aos proprietários das usinas, que têm direito a desconto na TUSD/TUST, receberem esse valor diretamente do OMB, o qual incluirá os custos da administração do Mercado de Capacidade, ou que abram mão desse direito e negociem diretamente Certificados de Energia Limpa no novo mercado criado para esse tipo de certificado.

O OMB realizará leilões de venda de energia e de Certificados de Energia Limpa dos contratos legados que lhe foram transferidos e das usinas que decidiram manter a metodologia de descontos no fio.

Com o fim das tarifas reguladas, entende-se que o modelo está plenamente implementado e inicia-se a Operação Assistida, para a qual estima-se um prazo de 6 meses. No final desse período serão analisados os detalhes e os resultados no novo desenho do SEB e, a partir das contratações da Operação Assistida, inicia-se a última fase de 6 meses, chamada de Revisão, na qual serão discutidas e implementadas melhorias no novo ambiente do mercado.

Logicamente a transição para um novo desenho de mercado no SEB, com leilões como elemento basilar, levantará muitas críticas e resistências. Vários grupos de interesse são prejudicados com a introdução de um desenho mais simples e que busca a eficiência alocativa, o qual considera o mercado de energia elétrica um bem comum e não somente um elemento de obtenção de lucros excedentes de curtíssimo prazo.

Apesar dos enormes desafios, este trabalho propõe e defende que é possível promover uma transição organizada e com previsibilidade de ações, para que os agentes de mercado possam se preparar adequadamente e para que seja mitigado o risco de judicialização.

Capítulo 10 – Análises quantitativas do novo Desenho de Mercado para o SEB

10.1. Introdução

A proposta de um novo desenho de mercado para o SEB prossegue neste capítulo, com algumas análises quantitativas relacionadas a esse novo desenho. Para isso, são utilizadas referências internacionais sobre o que seria o Mercado de Capacidade e as receitas que os geradores obtêm desse mercado.

Uma das críticas apresentadas ao longo deste trabalho é que o SEB possui regras e estrutura de comercialização extremamente complexa, algo desproporcional ao que se verifica nos principais mercados de eletricidade em nível mundial, dado que os aspectos físicos da energia elétrica são basicamente os mesmos em qualquer sistema¹⁹⁷. Contudo, esses produtos muitas vezes são negociados de forma agregada ou ainda com uma regulação confusa, o que torna complexa a própria regulação e a introdução de mecanismos que busquem a eficiência econômica.

Assim, o primeiro exercício que necessita ser feito é separar os componentes do atual *bundle* comercializado no Brasil para que se tenha uma análise inicial dos valores estimados para os componentes capacidade e energia. Uma vez estimados esses dois componentes, será possível realizar análises sobre o preço de uma operação competitiva do SIN e o preço dos certificados de energia. A operação competitiva do SIN ocorreria por meio dos Leilões DAM e IDM, para os quais são realizadas simulações sobre os lances que os geradores submeteriam nesses certames.

Neste capítulo são mencionados os valores dos componentes, como também o tamanho do atual mercado do SEB e a estimativa do tamanho do mercado com o desenho futuro.

¹⁹⁷ Um argumento recorrentemente utilizado no SEB é que a variabilidade das afluições em um sistema tão amplamente dominado por hidroelétricas aumenta o desafio regulatório e operacional. Todavia, a maioria dos mercados desenvolvidos de eletricidade está experimentando desafios crescentes com a entrada das usinas renováveis intermitentes, em especial eólica e solar PV, as quais ainda são mais complexas do que as grandes hidroelétricas brasileiras e, mesmo neste contexto, o desenho de mercado desses países não é tão complexo. Para maiores informações sobre a inserção de renováveis nos mercados desenvolvidos, ver Bollino & Madlener (2016).

10.2. O preço do Mercado de Capacidade no Brasil

10.2.1. Introdução

O primeiro exercício que necessita ser feito para se estimar o Mercado de Capacidade no Brasil é identificar quais componentes fariam parte desse mercado no novo desenho do SEB. O que poderia ser enquadrado como capacidade no caso brasileiro? A definição clássica do Mercado de Capacidade foi apresentada no Capítulo 5. No caso brasileiro, entende-se necessário expandir este conceito.

O Mercado de Capacidade do SEB é composto pelos produtos e instrumentos regulatórios relacionados à manutenção no mercado e viabilização de novas usinas para geração de energia elétrica, proporcionando ao consumidor e à sociedade segurança do suprimento. Assim, é necessário analisar quais as componentes dos produtos de energia elétrica do atual desenho do SEB se encaixam nessa definição.

Este trabalho entende como parte do Mercado de Capacidade já existente no SEB, e contratado de forma regulada, as seguintes componentes: (i) parcela do CCEARs Q (Existente e Nova); (ii) Receita Fixa do CCEARs D das usinas térmicas; (iii) parcela da Receita Fixa dos CCEARs D das usinas renováveis; (iv) porcentagem do CERs; (v) Receita Fixa das Cotas de Energia Nuclear; (vi) Receita Fixa do Regime de Cotas de GF; (vii) descontos na TUST/TUSD para renováveis; e (viii) parcela das Cotas da usina de Itaipu.

A metodologia e os cálculos para este Encargo de Capacidade são apresentados nas seções a seguir.

10.2.2. Premissas e Metodologia

Como demonstrado nos Capítulos 8 e 9, os contratos de energia elétrica do Brasil funcionam como um *bundle* contendo capacidade (lastro) e energia. No caso do ACL, a contratação é mais flexível. Dada a transição apresentada no Capítulo 9, os agentes de mercado terão tempo para se adaptar ao novo regime e renegociar os termos e valores dos contratos. No ACR, a contratação foi firmada por leilões que, na maioria, possuem contratos (PPAs) de longo prazo de suprimento. Tendo como premissa basilar que todos os contratos devem ser respeitados, os atuais CCEARs e CERs precisarão ser acomodados no novo desenho do SEB.

Os CCEARs Q e o CERs são claramente um *bundle* com capacidade e energia, sendo que o desafio é quantificar qual percentual desses contratos deve ser alocado a cada uma das

componentes. Os CCEARs na modalidade disponibilidade já facilitam essa segregação, pois a receita fixa caracteriza-se como um pagamento por disponibilizar uma capacidade de geração ao SIN, enquanto a parcela variável é a geração de energia requisitada pelo ONS quando necessária, ou por razões econômicas (CVU menor ou igual ao CMO), ou elétricas e energéticas. As usinas térmicas com CVU positivo contratadas como CCEAR D teriam esse CVU como preço de acionamento no novo mecanismo de reserva. As usinas contratadas como CCEAR D podem participar do Mercado de Energia e eventualmente podem se proteger do PLD ao participarem dos Leilões DAM e IDM. As usinas renováveis contratadas como CCEARs D também terão segregadas as componentes capacidade e energia, similar às usinas CCEARs Q.

A receita fixa das cotas de energia nuclear é considerada integralmente como pagamento no Mercado de Capacidade, dado que a alta inflexibilidade é uma condição técnica e econômica para sua operação, observando-se o baixo valor de CVU, sendo que essa usina submeteria lances nos Leilões DAM e IDM por esse CVU, e o OMB ficaria responsável por realizar leilões de venda dessa energia.

Em relação à receita fixa das Cotas de GF, entende-se que estas refletem somente o necessário para cobertura dos custos de operação e manutenção, caracterizando-se como capacidade, sendo que as usinas atualmente nessa modalidade estariam livres para participar do Mercado de Energia. Os descontos na TUST e na TUSD devem ser considerados como parte do pagamento da capacidade, dado que a decisão política de concessão de desconto no fio seguiu com uma lógica de estimular esse tipo de usina no país. Logo, seria similar em estabelecer algum tipo de *score* ou preço teto diferenciado para as tecnologias renováveis. Por fim, têm-se a Usina de Itaipu, a qual faz parte de um Tratado Binacional com o Paraguai e cuja parte comercial se encerra em março/2023. Observando-se a componente estratégica dessa usina, entende-se que deva também ser contratada como Mercado de Capacidade e com um percentual alocado.

Para os contratos existentes sugere-se que a divisão do *bundle*, no qual as componentes capacidade e energia estão conjuntas, observando o *benchmark* internacional da *International Energy Agency* apresentando na Figura 5.14, no qual as usinas convencionais obtêm 35% das receitas no Mercado de Capacidade e as renováveis obtêm 50%.

Utilizar uma abordagem fundamentalista, na qual se calcula o *Missing Money*, mostra-se complexo e de baixa efetividade. Primeiramente, como a contratação dos contratos existente se deu em um formato *bundle*, não há como se emular o que teria sido um leilão segregado. E,

em segundo lugar, não se verifica no Brasil o fenômeno do *Missing Money* se analisarmos o comportamento do PLD desde 2012, nem se espera que esse fenômeno ocorra se o SEB adotar uma formação de preço por oferta (ver seção 10.3), sendo que o problema local é a alta volatilidade do preço, que traz incertezas para que o investidor possa confiar no Mercado de Energia como forma de viabilizar o projeto.

Tabela 10.1 – Contratos Existentes e Benchmark para o Mercado de Capacidade

Grupo	Descrição	Tecnologias	% Receita
Grupo 1	Usinas acima de 30 MW de potência contratadas na modalidade Quantidade e Cotas de Itaipu	Hidráulicas	35%
Grupo 2	Usinas renováveis contratadas nas modalidades Quantidade e Disponibilidade	Eólicas, PCHs, CGHs, Biomassas e Solar PV	50%
Grupo 3	Receita Fixa de Térmicas Fósseis ou usinas em Regime de Custo do Serviço (exceto Itaipu)	Térmicas Fósseis, Regime de Cotas de GF e Angra I e II	100%

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o cálculo do Encargo de Capacidade considerou-se o cenário proposto na transição abordada no Capítulo 9, o que poderia ser chamado de um *Big Bang* Programado, no qual, no mês 25, seria concluída a separação do lastro e energia e todos os consumidores pagariam o Encargo de Capacidade, incluindo dos contratos legados. Considerou-se como contratos legados aqueles originados dos leilões realizados no ACR (incluindo reserva), como também aqueles que foram originados de algum mecanismo regulatório.

Nos cálculos, considerou-se que o mês 1 do processo de constituição do novo desenho do SEB seria o mês de janeiro/2018. Logo, o mês 25 é janeiro/2020 e os cálculos consideram os encargos de capacidade sendo pagos a partir dessa data.

Também se considerou que todos os contratos legados do ACR seriam mantidos pelos geradores, ou seja, mesmo que ofertado a esses participantes a opção de não manterem os contratos, todos prefeririam o atual fluxo de caixa garantido desses contratos. Essa é uma premissa conservadora, pois, em um contexto regulatório mais claro e com regras definidas, é possível que alguns proprietários de usinas optem por permanecer somente com a componente lastro (capacidade) contratada com o OMB.

Como montante a ser contratado, considerou-se a necessidade incremental de todo o SIN até o horizonte de 2023 por meio de leilões, observando-se o direcionamento dado nos

Capítulos 8 e 9 para a contratação de térmicas a carvão de base e para a contratação de 1 GW por leilão A-3 e A-5 de fontes eólicas e solar PV.

Como térmica a carvão de base, considerou-se a contratação de usinas iguais a Porto do Pecém, com capacidade instalada de 720 MW, uma GF de 631 MWm e uma receita fixa atualizada em julho/2017 de R\$ 748.512.538,23, o que perfaz um custo de R\$ 135,41/MWh.

Como custo para a contratação da nova adição de uma usina eólica, considerou-se R\$ 110,72/MWh, o que representa 50% da receita do preço médio de venda do 8º LER realizado em novembro/2015.

Para contratação da nova adição de uma usina solar PV, considerou-se o valor de R\$ 162,03/MWh, o que representa 50% do preço médio de venda do 8º LER. A escolha desse LER é motivada por ser o último leilão que viabilizou nova contratação de usinas eólicas e solar PV, o qual já foi realizado em um contexto de custo de capital mais elevado, câmbio mais volátil e condições gerais mais adversas de financiamento. Por fim, para as demais adições, considerou-se o preço de R\$ 105,34/MWh, o qual representa o preço médio verificado no último leilão do regime de cotas de GF realizado pela ANEEL para as usinas São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande.

Para os cálculos, considerou-se a planilha “Resultados Consolidados dos Leilões – agosto/2017” apresentada no site da CCEE.

10.2.3. Resultados

A partir das premissas elencadas chega-se aos cálculos estabelecidos na Tabela 10.2 apresentada a seguir.

Os anos de 2018 e 2019 são considerados somente como referência de cálculo, dado que a implementação no ano de 2020, observando-se que nesse biênio só estão contratados formalmente os montantes oriundos do ACR e, em 2020, já estaria contratado centralmente toda o lastro.

Tabela 10.2 - Estimativa do Encargo de Capacidade, 2020-2023¹⁹⁸

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
CCEARs e CERs Grupo 1	5.363	5.557	5.600	5.606	5.622	5.622	5.622
CCEARs e CERs Grupo 2	10.146	13.612	19.229	20.988	21.322	21.322	21.322
CCEARs e CERs Grupo 3	7.794	7.794	7.777	7.715	7.715	7.715	7.715
Cotas de Angra 1 e 2	3.088	3.088	3.088	3.088	3.088	3.088	3.088
Cotas de Garantia Física	7.234	7.234	7.234	7.234	7.234	7.234	7.234
Desconto TUSD/TUST	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581
Cotas de Itaipú	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	4.405	1.101
Capacidade Adicional	0	0	0	18.008	20.942	23.420	34.578
Total de Despesas	39.611	43.270	48.914	68.624	71.909	74.387	82.241
Consumo Referência em TWh	544,3	563,3	583,0	603,4	624,6	646,4	669,0
Encargo de Capacidade em R\$/MWh	72,78	76,81	83,90	113,72	115,14	115,08	122,93

Fonte: Elaborado pelo autor

Neste momento, todos os consumidores estariam pagando o equivalente a R\$ 113,729/MWh como Encargo de Capacidade. O Encargo de Capacidade permaneceria relativamente estável ao longo do período, tendo um incremento para R\$ 122,93/MWh em 2023, no qual todos os consumidores do SIN pagariam esse mesmo valor e o OMB, como entidade administradora da contratação da capacidade, deveria contratar o necessário para atendimento de todo o mercado. Destaca-se que a descontração do lastro relacionado a Itaipu seria realizada ao mesmo preço de mercado, ou seja, ao valor de R\$ 105,34/MWh.

Observa-se ainda que nessas estimativas não se consideram: (i) eventual descompasso das receitas que serão auferidas no Mercado de Energia e com os certificados de energia limpa; e (ii) o risco de entrega da venda no Mercado de Energia, o qual seria assumido pelo OMB na revenda.

10.2.4. Considerações Gerais

A separação de lastro e energia, e consequentemente a cobrança do Encargo de Capacidade, é certamente um dos pontos mais polêmicos e estruturais em uma transição para um novo desenho do SEB, o que pode ser observado inclusive nas contribuições apresentadas ao MME no âmbito da CP nº 33/2017. As discussões ficam em muito centradas na financiabilidade dos novos projetos, com a divisão da receita em dois fluxos de caixas distintos

¹⁹⁸ **Notas:** 1. Valores para os contratos em R\$ milhões de 2017; 2. O Consumo Referência em TWh considera as premissas estabelecidas para rateio.

(capacidade e energia), e na alocação do Encargo de Capacidade, dado que os consumidores atualmente no ACL tendem a não querer arcar com os custos dos contratos legados do ACR.

Relativamente à financiabilidade, uma alternativa a ser explorada nos primeiros certames após a criação do Mercado de Capacidade é a contratação pelo OMB das duas componentes em conjunto, e o repasse da componente energia em outros leilões menores com participação voluntária das LSEs. Todavia, os eventuais riscos de entrega da energia e o eventual “não repasse” seria rateado por todos os consumidores, porém os benefícios auferidos por uma venda em leilões a preços maiores também seria compartilhado pelos consumidores. Nesse sentido, o OMB funcionaria como um banco central oferecendo liquidez de contratos para entrega futura, com os ganhos e prejuízos socializados. Observa-se que essa alternativa de leilões conjugados seria um atenuante, dadas as dificuldades crônicas de financiamento vivenciados no Brasil, com uma grande concentração no BNDES. Entende-se que, no futuro, com a confiança a ser obtida pelos mecanismos de mercado, não seria mais necessário que o OMB assegurasse a compra conjugada das duas componentes.

No que tange à alocação de custos, seria injusto, do ponto de vista alocativo, considerar que a componente lastro dos contratos legados seria pago somente pelos consumidores do ACR. Visando a atenuar a resistência de eventuais consumidores, que já estão contratados em um formato *bundle*, seria desconsiderar o consumo lastreado por esses contratos do rateio do Encargo de Capacidade. Para tal, exigiria-se que estes apresentassem os contratos para o OMB e que os mesmos fossem registrados sem a possibilidade de alteração de montante dentro de uma banda de variação pré-determinada, a qual visaria a acomodar variações de consumo. O vendedor do contrato teria de comprovar a compra de lastro ou utilizar uma usina própria que não estivesse contratada no Mercado de Capacidade. Essa alternativa deixa complexa a transição dos contratos legados, porém entende-se que é objetivo do novo desenho uma melhor justiça alocativa dos custos.

10.3. O preço spot para energia elétrica no Brasil

10.3.1. Introdução

Uma das discussões mais acaloradas no SEB é a formação do preço do mercado de energia elétrica, em especial a formação do PLD ou preço *spot*. O Brasil utiliza um formato baseado no custo das usinas (*cost-based*), conhecido e discutido ao longo deste trabalho como *tight pool*, utilizando-se para tal de uma cadeia de modelos computacionais, especificamente os modelos DECOMP e NEWAVE.

Ao longo deste trabalho, defendeu-se que a operação eficiente de um mercado de energia elétrica deveria ocorrer por meio de mecanismos competitivos, o que se convencionou chamar de formação de preços por oferta, e na Teoria de Desenho de Mercado representa-se por meio de Leilões DAM e IDM-RTM para o Operador do Mercado ou em Bolsas de Valores.

Nesta seção serão realizadas estimativas de qual seria o preço *spot* em Leilões IDM-RTM no SEB, se adotássemos a proposta deste trabalho de um *loose pool*. Por limitações dos dados publicamente disponíveis e por não possuímos referência do comportamento dos agentes em uma estrutura de mercado do SEB, não é possível estimar os preços que seriam praticados em Leilões DAM. Também se observa que não é objetivo deste trabalho apresentar uma proposta de um novo modelo matemático para a formação de preços por leilões, embora, para se estimar esses preços, já tenha de se adotar algumas premissas e definições que seriam utilizadas na construção de um novo modelo de preços.

10.3.2. *Premissas e Metodologia*

Para se estimar os preços estruturais dos Leilões IDM-RTM para o SIN, o que é atualmente conhecido como PLD, deve-se criar as curvas horárias de demanda e oferta. Para fins deste trabalho, a estimativa seria para um dia com a demanda máxima no ano de 2023.

Para estimativa da demanda, considera-se primeiramente a demanda máxima horária do SIN para o período 1999-2016 e verifica-se qual foi a taxa média de crescimento anual, a qual é extrapolada até o ano de 2023, o que pode ser visualizado na Figura 10.1, sendo que a **demand máxima estimada para 2023 é de 98.957,11 MWh/h, ocorrendo às 15h.**

Adicionalmente, deve-se considerar que não se pode somar as curvas da demanda máxima de cada um dos submercados, pois as horas e dias de demanda máxima de cada um dos submercados não é a mesma.

A partir do dia em que se apresentou a demanda máxima no período 2010-2016, constatou-se a curva horária para esse dia e os respectivos fatores representativos da demanda de cada hora em relação à hora que apresentou a demanda máxima e, conseqüentemente, a hora que apresenta a demanda máxima é igual a 1. A curva horária para o dia que apresentou a demanda máxima é apresentada na Figura 10.2.

Figura 10.1 – Estimativa de demanda máxima do SIN

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ONS (2017b)

Figura 10.2 – Curva de carga para o dia com demanda máxima do SIN, 2010-2016

Fonte: Elaborado pelo autor a partir de ONS (2017b)

Para traçar a curva da demanda horária para o dia que apresenta a demanda máxima em 2023 considerou-se o número estimado para a demanda máxima e multiplicou-se, para cada hora, a média do fator representativo da demanda no período 2010-2016. Os dados de demanda máxima e a figura representando o dia com a demanda máxima do SIN em 2023 é apresentado na Figura 10.3.

Como premissa simplificadora foi considerada a demanda como inelástica, dado não haver histórico no SEB relacionada a elasticidade da demanda em função de alterações de preço ao longo do tempo. Acredita-se que com a introdução de Leilões DAM e IDM será possível identificar quanto o consumidor brasileiro seria sensível ao sinal de preços.

Figura 10.3 – Curva de carga estimada para demanda máxima do SIN em 2023

Fonte: Elaborado pelo autor

Para estimativa da oferta, considerou-se os dados das usinas (capacidade instalada, GF, combustível e submercado) e sua situação, ou seja, “em operação comercial”, “em construção” e que “não iniciaram a construção”, conforme o BIG ANEEL 2017 em 13/10/2017.

Para as usinas hidroelétricas considerou-se a GF revisada da Nota Técnica Nº EPE-DEE-RE-016/2017-r2, como principal métrica para submissão de lances em um Leilão IDM-

RTM, observando um GSF de 85%. Tratamento diferenciado foi dado à usina de Itaipu, a qual em 2023 não terá mais obrigatoriedade de vender sua parte nos termos contratuais vigentes, destacando-se que neste caso faria mais sentido considerar que a quantidade submetida como lance seria a média da geração verificada no período 2010-2016, o qual é superior à GF da usina. Para as usinas que ainda entrarão no SIN considerou-se a GF pura, sem redutor do GSF. Por fim, se está assumindo que as usinas hidroelétricas, como bloco, possuem capacidade razoável de armazenamento e de flexibilidade operativa, ou seja, em momentos e cenários de *stress* podem gerar acima da GF, como também podem ter lances atendidos parcialmente.

Para as usinas eólicas se considerou, além dos dados do BIG ANEEL, o Fator de Capacidade verificado no Boletim Mensal de Geração Eólica do ONS para agosto/2017 para cada hora, e se extrapolou que este Fator de Capacidade seria mantido. Acresceu-se ainda uma contratação de 1 GW de Capacidade Instalada para cada leilão de capacidade A-3 e A-5, o que significaria para o ano de 2023 um acréscimo de 4 GW em operação. Por fim, se subtraiu o montante vencedor do mecanismo de descontração de energia de reserva.

Para as usinas solar PV, considerou-se, em adição ao BIG ANEEL, a média do fator de capacidade verificado no resultado dos três leilões de energia de reserva realizados até o momento. O fator de capacidade foi aplicado sobre a curva de geração horária verificada em 13/10/2017 e disponibilizada no site do ONS, na seção “Energia Agora” e “Carga e Geração”. Obtida a curva de geração, estimou-se a quantidade de geração e de submissão horária das usinas solar PV a partir da capacidade instalada estimada, a qual observa, além do mencionado BIG ANEEL, a contratação em leilões de capacidade de 1 GW por certame, sendo realizado anualmente um leilão A-3 e A-5, representando um incremento de 4 GW sobre o montante já esperado. Também se desconsiderou as usinas que venceram no mecanismo de descontração de energia de reserva.

Para as usinas termoelétricas (incluindo as usinas Angra I e II), considerou-se os dados do *deck* do NEWAVE para o PMO de setembro/2017, destacando o CVU de cada planta. Também se observou a adição de 7,2 GW de térmicas a carvão com CVU de R\$ 146,61/MWh, conforme um dos passos sugeridos na seção 9.4.2. Destaca-se que não é considerada a entrada da usina Angra III no horizonte 2018-2023.

Como comentário geral, serviu de base para assumir o comportamento dos agentes os elementos teóricos apresentados ao longo do trabalho, com destaque para a existência ou não de mecanismos *truth-telling* e a abordagem ABM.

10.3.3. Cenários e Resultados

A partir das premissas apresentadas na subseção anterior são construídos oito cenários para um PLD estrutural do SIN, conforme descrito a seguir.

Cenário 1 – sem poder de mercado: assumindo-se que foram adotadas as medidas para mitigação de poder de mercado, todas as usinas submetem lances de acordo com seus custos marginais. As usinas térmicas submetem lances iguais ao CVU; as usinas hidroelétricas submetem lances com preço igual à média dos leilões do ACR em ago/2017, ou seja, R\$ 154,50/MWh. As usinas eólicas e solar PV são *price takers* e o preço é igual a zero. Nas horas de déficit do sistema, as usinas hidroelétricas submetem lances na quantidade suficiente para atender a carga.

Cenário 2 – hidros selecionando as horas de *stress* do sistema: as hidros selecionando as horas de *stress* no sistema e submetendo lances de quantidade acima de sua GF entre 10% a 30%, em intervalos de 5%, o que dá origem a cinco cenários (cenário 2.1 com 10%, cenário 2.2 com 15%, cenário 2.3 com 20%, cenário 2.4 com 25% e cenário 2.5 com 30%). São consideradas horas de *stress* o intervalo das 14h-17h, no qual há um sensível descolamento do preço. Todavia, considerou-se que o preço submetido ainda é o valor de R\$ 154,50/MWh.

Cenário 3 – exercício de poder de mercado: as usinas hidroelétricas sempre submetem o preço máximo e apenas a quantidade remanescente para o fechamento da carga, dado que sem sua presença não é possível fechar o atendimento do sistema.

Cenário 4 – uso político das hidroelétricas: as usinas hidroelétricas são utilizadas como instrumento político, seja por alguma regulação ou ainda por serem em grande parte controladas por estatais, submetendo lances 10% acima da GF durante o período entre 9h e 18h (horário comercial), ao preço de R\$ 154,50/MWh, funcionando, na prática, como uma forma de preço teto informal para evitar que o *preço spot* dispare.

A Tabela 10.3 apresenta um resumo dos cenários construídos e, por sua vez as Figuras 10.4 a 10.12 apresentam a evolução do preço horário para os oito cenários propostos, e no Apêndice 3 são apresentados maiores detalhes da construção dos cenários.

Tabela 10.3 – Resumo dos cenários propostos para o PLD estrutural do SIN

Cenário	Objetivo	Comentários
1.0	Agentes sem poder de mercado	> Agentes submetem lances ao CVU > Eólica e solar PV são price takers > Hidro com preço a R\$ 154,50/MWh
2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5	Hídros selecionados horas de stress	> Hidros selecionam horas de <i>stress</i> para subir a quantidade gerada acima da GF (variações entre 10% a 30% em intervalos de 5%)
3.0	Exercício de poder de mercado	> Hidros exercem poder de mercado e submetem quantidade necessária para fechar a carga e preço igual ao da última térmica
4.0	Uso político das hidroelétricas	> Hidros são utilizadas como instrumento político e submetem lances de quantidade 10% da GF, considerando o preço de R\$ 154,50/MWh

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 10.4 – Estimativa PLD estrutural Cenário 1.0, R\$/MWh

Figura 10.5 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.1, R\$/MWh

Figura 10.6 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.2, R\$/MWh

Figura 10.7 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.3, R\$/MWh

Figura 10.8 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.4, R\$/MWh

Figura 10.9 – Estimativa PLD estrutural Cenário 2.5, R\$/MWh

Figura 10.10 – Estimativa PLD estrutural Cenário 3.0, R\$/MWh

Figura 10.11 – Estimativa PLD estrutural Cenário 4.0, R\$/MWh

Figura 10.12 – Estimativa PLD estrutural diversos cenários, R\$/MWh

É perceptível que o cenário 3 é o indesejado, no qual as usinas hidroelétricas possuem e exercem poder de mercado, fixando o preço máximo de R\$ 1.077,86/MWh. Entende-se que esse cenário é pouco provável, pois, apesar de possuírem a capacidade de fechar o atendimento do sistema, haveria uma grande pressão política e pública sobre tal comportamento e, com medo de represálias e algum tipo de regulação mais rígida, os empresários evitariam esse comportamento.

O cenário 1 é o desejável, do ponto de vista purista e de desenho de mercado, pois os participantes submetem lances que refletem seus custos marginais sem o exercício de poder de mercado. O cenário 4 é também indesejado, pois nele as pressões políticas sobre as usinas hidroelétricas, em especial as estatais, redundando artificialmente em pressões de baixa em vários horários do dia. A família de cenário 2 apresenta um comportamento no qual as usinas hidroelétricas voluntariamente observam oportunidades de ganho submetendo lances de quantidade maiores em horários em que o preço é maior. Neste caso, o cenário 2.1 se mostra razoável.

A Tabela 10.4 apresenta um resumo dos resultados relacionados aos oito cenários propostos.

Tabela 10.4 – Simulações para o PLD estrutural do SIN, em R\$/MWh

	Cenário 1	Cenário 2.1	Cenário 2.2	Cenário 2.3	Cenário 2.4	Cenário 2.5	Cenário 3	Cenário 4
Máximo	1.077,86	575,00	575,00	575,00	575,00	575,00	1.077,86	486,20
Mínimo	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50
Média	395,08	308,17	289,95	272,86	264,04	257,84	1.077,86	265,19
Média Ponderada	419,27	321,32	300,88	281,73	271,85	264,82	1.077,86	274,49
Desvio Padrão	303,25	143,79	129,54	127,41	130,47	134,48	0,00	119,94

Fonte: Elaborado pelo autor

Acredita-se que os cenários 2.1 e 2.2 sejam mais prováveis. Em um ambiente de competição e verificando os preços mais altos de algumas horas, os proprietários de usinas hidroelétricas tenderiam a submeter lances de quantidade maiores para essas horas, o que reduziria o preço médio ponderado de R\$ 419,27/MWh para R\$ 321,32/MWh no cenário 2.1 e para R\$ 300,88/MWh, no cenário 2.2.

10.3.3. Considerações Gerais

Reitera-se que o objetivo desta seção não foi apresentar um novo modelo matemático para a submissão de lances em um contexto de formação de preços por oferta. O objetivo foi exercitar, a partir de fundamentos do SEB, qual seria um PLD estrutural, estando claro que foram realizadas diversas simplificações.

A primeira simplificação relevante foi considerar apenas um preço para o SIN e não realizar análises por submercados. A análise por submercado demandaria considerar uma série de restrições de transmissão e de intercâmbios, destacando-se ainda que deve ser realizada uma discussão sobre se o SEB adotaria uma abordagem zonal ou nodal. Entende-se que, pelas características do SEB, seria adotada uma abordagem zonal, porém seria simplista imaginar que seriam as mesmas zonas hoje existentes. Investigações nesse sentido se fazem necessárias e seria relevante outros trabalhos para explorar o tema.

A segunda simplificação relevante é considerar apenas um dia como referência e não o encadeamento de uma série de tempo. De forma muito simples, e apenas para se identificar causas e efeitos, assumiu-se, por exemplo, que os reservatórios seriam capazes de oferecerem as usinas hidráulicas flexibilidade para atender algumas horas do SIN, sem se considerar os efeitos ao longo do tempo de um uso imprudente deles. Outros trabalhos poderiam evoluir em uma análise ao longo do tempo, considerando-se diferentes afluências e cenários para submissão de lances.

A terceira simplificação relevante é assumir os lances das usinas hidráulicas como um bloco, normalmente ao preço médio dos leilões do ACR. As usinas possuem diferentes proprietários e diferentes tipos de reservatórios, o que permite diferentes controles e estratégias de submissão de lances, algo que também pode ser influenciado pela escolha que venha a ser feita pelo SEB para fins de gerenciamento das cascatas.

Apesar das simplificações elencadas, entende-se que os resultados apresentados nos cenários propostos trazem ao menos três pontos que convém destacar: (i) a relevância das hidráulicas; (ii) adição de nova capacidade solar PV pode ser relevante para ponta; (iii) o parque térmico necessita ser melhorado.

A **relevância das hidráulicas** para o atendimento do sistema fica presente em todos os cenários, o que demanda das entidades centrais do SEB um cuidado especial no que tange ao poder de mercado. Apesar de ser pouco provável que, por meio de um cartel explícito, as usinas elevem o preço ao valor da térmica marginal, não é de se desprezar a realização implícita de um jogo entre os proprietários das usinas, elevando sistematicamente os preços de mercado.

A **adição de nova capacidade solar PV pode ser relevante para ponta**, funcionando como uma trava natural para um PLD mais alto, especialmente entre 14h e 17h. A solar PV mantém um alto rendimento ao longo do dia e especialmente nesse horário, os preços tendem a subir. Como essa fonte possui uma característica de ser *price taker*, é comum que se reduza estruturalmente o preço nas horas em que usinas dessa tecnologia estão produzindo.

O **parque térmico necessita ser melhorado**, e isso significa preço, ou, como se convencionou chamar no SEB, o CVU das usinas. Observa-se que a curva de oferta do SEB, após o bloco hidráulico, não é bem comportada. Qualquer acréscimo de demanda reflete um expressivo aumento do preço. Para as simulações, já se considerou a contratação de 7,2 GW de térmicas a carvão com um preço de R\$ 146,61/MWh, ou seja, mesmo com térmicas de custo mais baixo, o sistema estaria em *stress* por vários momentos, com preços expressivamente elevados.

10.4. O preço dos Certificados de Energia Limpa

10.4.1. Introdução

Os Certificados de Energia Limpa substituirão os atuais descontos no fio relacionados à TUST e TUSD, os quais são concedidos às chamadas “pequenas renováveis”, ou fontes incentivadas, e aos consumidores que adquirem energia dessas usinas. Por meio de uma complexa regra de comercialização, calcula-se, com uma defasagem temporal de dois meses, o real desconto que poderá ser auferido por um consumidor, dado que um vendedor poderá ter degradado o seu percentual de desconto regulatório caso tenha realizado vendas em um patamar acima de seu lastro.

Os Certificados de Energia Limpa serviriam para continuar a incentivar as pequenas renováveis, sem causar as distorções alocativas que um desconto causa, o qual é arcado pelos demais “condôminos” (consumidores e geradores do SEB). Não se vê como problemático se o SEB decidir pagar um valor adicional pelas pequenas renováveis, assumindo que estas agregam *per si* um valor ao sistema. Entende-se, porém, que seria mais eficiente considerar tais incentivos por meio de pagamentos explícitos.

10.4.2. Premissas e metodologia

Para se considerar o valor em R\$/MWh de um Certificado de Energia Limpa, adotou-se o orçamento da CDE para o ano de 2016, totalizando aproximadamente R\$ 1,0 bilhão, e adicionou-se o valor de aproximadamente R\$ 231 milhões, o qual foi concedido de desconto aos geradores dessas fontes. O total de aproximadamente R\$ 1,3 bilhões foi dividido pela medição de faturamento indicado pela CCEE nos relatórios InfoMercado para o mesmo ano.

A partir da suspensão da concessão dos descontos, esses valores serão considerados como o piso da penalização a ser paga pelos consumidores que não conseguirem comprar um percentual equivalente de seu consumo em certificados. Todos os recursos obtidos por meio das penalizações serão destinados à Conta Administração do Encargo de Capacidade, como uma forma de reduzir o encargo a ser cobrado dos consumidores do SIN.

Observa-se que haverá mecanismos competitivos para a compra desses Certificados de Energia Limpa. O OMB realizará leilões para todos os agentes de mercado que desejam adquirir esses certificados, observando-se que serão leiloados montantes que as novas usinas voluntariamente desejem vender, por meio de um mecanismo central, e o equivalente da geração das usinas que, antes do novo modelo, tinha desconto no fio e preferiram manter o referido desconto.

Destaca-se ainda a possibilidade de os agentes realizarem contratos bilaterais com extrema liberdade, ressaltando-se que os certificados equivalentes ao percentual da carga dos consumidores deverão ser apresentados anualmente para o OMB. Sugere-se que tal apresentação ocorra no mês de março de cada ano, pois já serão conhecidos os montantes anuais contabilizados de consumo e geração, além de permitir, entre janeiro e fevereiro, a oportunidade de *trading*.

10.4.3. Resultados

A Tabela 10.5 apresenta o cálculo do valor em R\$ 16,53/MWh para cada Certificado de Energia Limpa.

Tabela 10.5 – Cálculo do Certificado de Energia Limpa, em R\$/MWh

A) Total de Descontos	1.285.170.877,37
Desconto TUSD/ TUST consumidor 2016	1.053.385.598,87
Desconto TUSD/ TUST gerador 2016	231.785.278,50
B) Geração de Fontes Incentivadas em MWh	77.728.618,849
- Eólica	32.071.079,900
- CGH	762.123,059
- PCH	20.987.389,521
- Biomassa	23.877.668,874
- Solar PV	30.357,495
C)Certificado de Energia Limpa em R\$/MWh (A/B)	16,53

Fonte: Elaborado pelo autor

Ressalta-se que, para diminuir a resistência dos proprietários de usinas de fontes incentivadas, ou das empresas que atuam neste segmento, considerou-se que o Certificado de Energia Limpa contemplaria o valor que já é pago pela sociedade com os dois descontos, ou seja, tanto do ponto de vista do consumidor, quanto do gerador, o que aumenta a percepção de valor desses certificados.

10.5. A estimativa do tamanho do mercado de comercialização no novo desenho do SEB

10.5.1. Introdução

A competição tende a reduzir os preços e a proporcionar melhores serviços, sendo essa a defesa para a introdução de maior competição no SEB, o que inclui maior liberdade para a escolha do supridor. No contexto da proposta de um novo modelo, é relevante estimar o tamanho do atual mercado de comercialização do Brasil e qual seria o seu futuro tamanho com o desenho proposto.

Uma das principais alterações no novo desenho de mercado é a liberdade de todos os consumidores escolherem os seus fornecedores, o que deve redundar um maior nível de

comercialização como um todo, dado que as LSEs e os agentes com cunho mais financeiro realizarão diversas operações entre si, oferecendo liquidez para reversão de posições (*long* ou *short*).

Observa-se, em nível internacional, que os mercados mais avançados se preocupam com a questão da liquidez, pois um maior índice de liquidez torna esse mercado mais atrativo para o desenvolvimento de serviços financeiros.

10.5.2. *Premissas e Metodologia*

Para se estimar o tamanho do atual mercado de comercialização de energia elétrica, considerou-se o montante projetado da carga em MWh para o ano de 2023, multiplicando-se a parcela ACR pelo preço médio do ACR e com um índice de liquidez igual a 1. Para o ACL, considerou-se a carga estimada para o ACL, multiplicada pelo atual índice de liquidez de 3,0, o qual foi multiplicado pelo PLD médio do submercado SE/CO, o mais representativo para fins de comercialização. Assume-se ainda que, em 2023, todo o mercado passível de migração para o ACL teria migrado, ou seja, o ACL seria equivalente a 46% de toda a carga.

A estimativa do tamanho do mercado de comercialização de energia elétrica com o novo desenho de mercado é obtida pela carga projetada em MWh para o ano de 2023, multiplicado pelo preço estimado para a componente energia em diferentes cenários de liquidez, o que também é conhecido internacionalmente como *churn rate*. O atual índice de liquidez da ordem de 3,0 para o ACL deve se elevar. Para tal, investigou-se cenários considerando os índices 3,0, 3,5 e 4,0.

Há mercados com índices de liquidez mais elevados. Apenas para ilustração, na Figura 10.5 estão os números relativos a mercados europeus selecionados. Observa-se que a Alemanha possui números sensivelmente mais elevados do que os dos demais países, e do que os países nórdicos, revelando uma elevada *financeirização* dos produtos relacionados à comercialização de energia elétrica.

Para o SEB, entende-se como adequado assumir para 2023 um número máximo de liquidez da ordem de 4,0. Observado o contexto da transformação que estará passando o desenho de mercado, poderia ser considerado otimista realizar estimativas com índices mais elevados, dado que o ACL, atualmente, já possui um bom índice de liquidez ao se comparar ao Reino Unido e os países nórdicos, e já se situando à frente dos índices registrados na França, Europa Central e Leste e Espanha.

Figura 10.13 – Índices de liquidez no mercado europeu, 2014-2015

Fonte: European Commission (2016)

Ao mercado de comercialização futuro deve ser adicionado o custo da contratação do Mercado de Capacidade e dos Certificados de Energia Limpa. Para o Mercado de Capacidade, considerou-se o valor puro estimado na seção 10.2 para ano de 2023; para os Certificados de Energia Limpa, assumiu-se o valor de R\$ 16,53/MWh, multiplicado pela mesma proporção registrada em 2016 das energias de fontes incentivadas sobre a geração total do SIN, ou seja 14,5%. Esse percentual poderá ser elevado conforme a evolução do mercado, mas, de modo conservador, considerou-se o mesmo número.

10.5.3. Resultados

A estimativa do tamanho do mercado de comercialização para o ano de 2023, com o atual desenho de mercado, é de R\$ 401,6 bilhões, a qual esta apresentada na Tabela 10.6.

Com o novo desenho de mercado proposto, a estimativa do tamanho do mercado de comercialização para o ano de 2023 é de R\$ 728,8 bilhões, com índice de liquidez de 3,0; com índice de liquidez de 3.5, R\$ 836,3 bilhões; e de R\$ 943,7 bilhões, com índice de liquidez de 4.0. Essas estimativas estão na Tabela 10.7, a qual está apresentada a seguir.

Tabela 10.6 – Estimativa com atual desenho da comercialização em 2023

Carga Projetada para o ano de 2023	MWh	669.033.716,42
Parcela ACL	46%	307.755.509,55
Índice Liquidez ACL em 2017		3,00
Comercialização Total no ACL	MWh	923.266.528,65
PLD médio SE/CO 2017	R\$/MWh	355,32
Comercialização Total no ACL	R\$	328.055.062.961,53
Regime de Cotas de GF	R\$	7.233.791.804,09
Regime de Cotas de Energia Nuclear	R\$	3.087.988.768,76
Regime de Cotas de Itaipu	R\$	12.585.946.464,00
CCEARs e CERs	R\$	45.100.146.048,13
Parcela Variável CCEARs	R\$	5.530.297.567,92
Comercialização Total no ACR		73.538.170.652,90
Comercialização Total em 2023 no Desenho Atual		401.593.233.614,43

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10.7 – Estimativa com novo desenho da comercialização em 2023

Índice Liquidez ACL >>>>		3,00	3,50	4,00
Carga Projetada para o ano de 2023	MWh	669.033.716,42	669.033.716,42	669.033.716,42
Parcela ACL	100%	669.033.716,42	669.033.716,42	669.033.716,42
Comercialização Total no ACL	MWh	2.007.101.149,25	2.341.618.007,46	2.676.134.865,67
PLD médio por oferta cenário 2.1	R\$/MWh	321,32	321,32	321,32
Comercialização Total no ACL	R\$	644.921.741.276,69	752.408.698.156,14	859.895.655.035,58
Mercado de Capacidade	R\$	82.241.006.996,41	82.241.006.996,41	82.241.006.996,41
Certificados de Energia Limpa	R\$	1.603.573.463,19	1.603.573.463,19	1.603.573.463,19
Comercialização nos Outros Mercados		83.844.580.459,60	83.844.580.459,60	83.844.580.459,60
Comercialização Total em 2023 - Novo Desenho		728.766.321.736,29	836.253.278.615,74	943.740.235.495,19

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados obtidos das estimativas das Tabelas 10.6 e 10.7 permitem realizar uma comparação nos tamanhos dos mercados de comercialização de energia elétrica no SEB, o que é resumido em forma gráfica na Figura 10.6 que se segue.

10.5.4. Considerações Gerais

Do mesmo modo que as simulações para a formação de preço por oferta, há limitações ou pontos de atenção a serem observados na estimativa do tamanho total do mercado de comercialização do SEB no desenho atual e no desenho proposto.

Figura 10.14 – Estimativas de tamanho de mercado em 2023, valores em R\$ bi

Fonte: Elaborado pelo autor

No que tange à contratação do ACR, e consequentemente dos contratos legados, os números são mais precisos devido à previsibilidade dos valores a serem pagos.

Relativamente aos índices de liquidez são assumidas algumas premissas, tais como que o índice atualmente registrado no ACL não será reduzido, ou seja, será de ao menos 3.0, e não ultrapassaria 4.0, índice próximo ao registrado nos Países Nórdicos.

O preço que se utiliza para valorar a comercialização de energia nos dois desenhos também pode ser criticado. Para o desenho atual, utilizou-se o PLD projetado pela CCEE para o SE/CO no relatório InformaCCEE de 11/11/2017, o qual pode ser criticado como um preço médio elevado; porém, como contra-argumento, observar-se que o PLD está se comportando de forma errática e com preços médios elevados desde o ano de 2012. Para o desenho de mercado proposto, consideram-se as simulações dos preços por oferta para um dia de atendimento à demanda pico. Logo, os preços médios anuais podem ser menores, especialmente com a expectativa de maior competição.

Críticas podem ser suscitadas quanto aos certificados de energia limpa, dado que se considerou números conservadores da participação das energias incentivadas na matriz. É possível que a adoção de metas mais agressivas aumente o valor desse mercado, além do fato

de que não se considerou um índice de liquidez, o que pode ocorrer dependendo de como se desenvolverem os instrumentos financeiros de proteção.

Por fim, não se é possível estimar qual é o peso dos serviços financeiros no novo desenho de mercado do SEB, apesar de se esperar um forte dinamismo. Em geral, mercados com maior volume e liquidez atraem os agentes financeiros. Entende-se que a arquitetura para o novo desenho atrairá entidades financeiras na venda de serviços para proteção contra o PLD, ou seja, contra o preço da entrega da energia elétrica.

10.6. Conclusões

O objetivo deste capítulo foi apresentar algumas estimativas e simulações relacionadas ao novo desenho de mercado proposto para o SEB. Certamente é uma tarefa complexa, se considerarmos a quantidade de variáveis e premissas que devem ser assumidas no processo, em especial na formação de preço por oferta.

Para o Mercado de Capacidade, estima-se um Encargo de Capacidade de R\$ 113,72/MWh, para o ano de 2020, estimando-se um valor de R\$ 122,93/MWh em 2023, o qual já reflete a descontratação de Itaipu e a recontratação dos montantes equivalentes a preços mais elevados. Considerou-se que todos os consumidores do SIN pagariam esses encargos, inclusive sobre a parcela dos contratos legados que atualmente só os consumidores regulados pagam por meio da contratação regulada via distribuidoras.

Para o Mercado de Energia, estima-se um PLD médio estrutural de R\$ 321,32/MWh no cenário 2.1, o qual é considerado o mais provável. Esse cenário contempla um mercado com competição, nos quais os geradores ofertam os seus custos marginais, porém com as usinas hidroelétricas ofertando um montante adicional em horas em que o sistema tende a apresentar preços mais elevados. Acredita-se ainda que a competição tenderá, no médio e longo prazo, a pressionar os preços para baixo, especialmente porque as novas renováveis, em especial a solar PV, podem ofertar energia em momentos de preços mais altos. Contudo, das estimativas e simulações apresentadas, essa é a mais sensível, dado que os agentes podem se comportar de diversas maneiras, dependendo de como for o sistema de lances e a gestão das cascatas brasileiras.

Os Certificados de Energia Limpa são estimados em R\$ 16,53/MWh e seriam concedidos para cada MWh gerado por fonte incentivada. Haveria um requisito regulatório mínimo de contratação. Para fins deste trabalho, considerou-se o percentual de 14,5% relativo ao ano de 2015.

Por último, realizou-se uma estimativa do mercado global de comercialização no desenho atual e no desenho proposto com diferentes índices de liquidez. O desenho atual é estimado em R\$ 401,6 bilhões, para o ano de 2023, enquanto o desenho proposto com índice de liquidez 3.0 seria da ordem de R\$ 730,2 bilhões; com índice de liquidez de 3.5, R\$ 837,7 bilhões; e, finalmente, com índice de liquidez de 4.0, R\$ 945,2 bilhões.

A partir das premissas e da metodologia apresentada, entende-se que o novo desenho de mercado do SEB eleva substancialmente o volume de comercialização de energia elétrica, e que montantes maiores e com maior liquidez tendem a atrair os agentes financeiros na oferta de novos serviços e instrumentos financeiros de proteção, contribuindo para um mercado mais líquido e com maior robustez financeira.

Conclusões

Capítulo 11 – Conclusões

11.1. Os Leilões de energia elétrica

Leilões são mecanismos competitivos utilizados internacionalmente em diversos mercados para a alocação eficiente de bens e serviços. Esse mecanismo possui um conjunto de propriedades teóricas com alto grau de aplicabilidade, o que permite estudar o comportamento dos agentes econômicos. Leilões também possuem uma forte relação com a Teoria de Desenho de Mercados, um campo extremamente rico da microeconomia e que ganha relevância no contexto atual de mercados interligados internacionalmente por meio de ferramentas computacionais.

Existem diversas regras de atividade para a realização de leilões, o que é conhecido, no contexto do SEB, como sistemática, sendo que cada sistemática busca atender um objetivo distinto do leiloeiro. Contudo, se considerarmos um modelo de Valor Privado Independente (modelo VPI) e o Teorema dos Rendimentos Equivalentes com agentes que possuam neutralidade de risco, todos os desenhos de leilão produzem o mesmo resultado de receitas, ou seja, seria indiferente para o leiloeiro utilizar uma sistemática diferente, dado que os lances submetidos obedeceriam ao mesmo racional. Todavia, a maioria dos mercados não segue a lógica do modelo VPI. Nesse sentido, é relevante discutir a sistemática para se auferir a maior (ou menor) renda (ou custo) possível. No caso dos mercados de energia elétrica, é cada vez mais comum o uso de leilões reversos com o objetivo de se conceder o direito à exploração de um aproveitamento hidroelétrico ou à compra pelo menor preço. Assim, o desenho do leilão deve buscar a competição e incentivar os participantes a revelarem os seus preços verdadeiros, dado que se os preços submetidos forem muito elevados haverá uma renda excessiva para os vendedores às custas dos consumidores ou, ainda, se os preços forem muito baixos há sérios riscos de as usinas não serem construídas.

Outra ferramenta importante na teoria de leilões é o mecanismo Vickrey-Clark-Groves (VCG), no qual cada empresa deve pagar aos demais os custos que causa a sociedade. O mecanismo VCG é relevante na discussão de um desenho de mercado e de um leilão, pois o seu princípio teórico implica elevar a eficiência alocativa. O vencedor em um jogo de estratégia dominante paga o preço do segundo lance mais alto, que é o custo ou dano que o vencedor causa à sociedade.

Essa propriedade geral implica dizer que o novo desenho do SEB deveria considerar o princípio do mecanismo VCG, no qual os agentes de mercado devem arcar com os custos ou com a piora alocativa que eles causam para o resto do setor elétrico.

O uso de leilões é cada vez mais comum em mercados de energia elétrica, com diferentes abordagens sendo utilizadas internacionalmente, considerando-se as dimensões desenho do mercado, processo do leilão e desenho do leilão. Dependendo do desenho do mercado e dos objetivos que se pretendem atingir, são necessários processos e desenhos diferentes para os certames.

Analisando a experiência internacional sob a perspectiva do objetivo que se pretende atingir, verifica-se o uso de leilões para atrair novas usinas, para reter ou substituir as usinas existentes, para operar os sistemas elétricos e para atrair novos competidores e quebrar o poder de mercado. Em um leilão para atrair ou construir novas usinas, busca-se atingir o objetivo de *Supply Adequacy* com a contratação de montantes por um prazo suficiente para viabilizar o financiamento da usina, concedendo normalmente um contrato (conhecido como PPA) para os vencedores.

Nos leilões para reter ou substituir plantas existentes, o objetivo final é *Supply Adequacy*, mas, neste caso, não necessariamente serão oferecidos contratos de longo prazo pelo leiloeiro. Os leilões de operação do sistema são conduzidos em base diária por um Operador do Mercado em um contexto de mercados liberalizados, no qual as ofertas dos geradores (PIEs) e dos consumidores (LSEs e/ou distribuidoras) definirão o despacho e, conseqüentemente, a formação do preço. O objetivo dessa abordagem é proporcionar uma operação do sistema mais eficiente por meio de mecanismos competitivos. Por fim, os leilões para novos competidores buscam quebrar um eventual poder de mercado em contextos de alta concentração como, por exemplo, o leilão dos direitos de comercialização de energia de usinas, cujo proprietário original possui alta participação no mercado. Nesse caso, o proprietário da usina recebe somente um valor de O&M, em uma abordagem conhecida como *Virtual Power Plant*.

A experiência internacional revela o uso do mecanismo de leilões de energia elétrica com diferentes objetivos. Nos Estados Unidos e Canadá os leilões são utilizados para a contratação de capacidade (novas usinas e manutenção das usinas existentes), para a operação do sistema e para incentivo às fontes renováveis. Na América Latina os leilões de energia são usados principalmente para a segurança do sistema (novas usinas e usinas existentes) e para incentivar as fontes renováveis. No contexto latino é relevante destacar que a Colômbia também utiliza leilões para a operação do sistema em um formato *loose pool*, o que a aproxima, em matéria de desenho de mercado, aos mercados dos EUA e Europa.

Na Europa são realizados certames para a operação do sistema, incluindo negociações em bolsas de energia, como também para incentivar usinas renováveis. Um uso adicional da Europa para o mecanismo é a contratação e manutenção de capacidade, sendo um processo em transição. A África e a Ásia utilizam leilões basicamente para aumentar o acesso da população à energia elétrica, em um contexto de desenho de mercado bastante rudimentar.

No continente africano cabe excepcionalizar os países do Saara, os quais praticamente atingiram a universalização do acesso à energia elétrica, e utilizam os leilões basicamente para incentivar fontes renováveis. No caso asiático, a exceção fica por conta da China, que utiliza a ferramenta esporadicamente, e o Japão e Coreia do Sul, que tendem a intensificar o uso de leilões para a operação do sistema.

Uma lição que pode ser obtida a partir da experiência internacional é que não há um único desenho de leilão que possa ser utilizado para atender a todas as situações de aplicação possíveis, sendo que cada desenho de mercado demanda um desenho de leilão específico.

O Brasil possui uma forte tradição de realizar leilões para atendimento do mercado regulado (ACR) e, conseqüentemente, usa o mecanismo para *Supply Adequacy* e promoção de fontes renováveis. Estima-se que 70% da expansão do parque gerador do SEB ocorra por meio dos leilões do ACR. Observa-se ainda uma forte política de incentivo às fontes renováveis, destacando-se a tecnologia eólica, praticamente inexistente até 2009, cujos leilões sucessivos, realizados ao longo do período 2009-2014, tornou-se relevante na capacidade instalada.

Como pontos positivos dos leilões do ACR, destacam-se a adição da capacidade instalada, proporcionando segurança no suprimento, o incentivo às fontes renováveis e a consolidação de mecanismos competitivos no mercado de energia elétrica. Como pontos de discussão, destacam-se a comercialização de lastro e energia como um *bundle*, a exclusividade dos Leilões para o ACR e o nível de atraso ou a não construção das usinas.

A primeira parte deste trabalho demonstra que leilões são ferramentas eficientes para a promoção de competição e contêm diversos elementos teóricos que podem ser adaptados e utilizados na alocação de bens e serviços. O mecanismo tem sido utilizado internacionalmente nos mercados de energia elétrica com diferentes objetivos, destacando-se *Supply Adequacy* e o incentivo às fontes renováveis. No Brasil, o mecanismo é utilizado de modo mais intenso a partir do MSEB-2004 e foi exitoso na segurança do suprimento e na introdução das fontes renováveis, com destaque especial para a fonte eólica.

Por fim, como elemento conceitual e basilar, entende-se que leilões podem ser utilizados como base para um desenho de mercado mais eficiente e, para o objetivo desta tese, considera-se leilões como o principal elemento alocativo para um novo desenho de mercado no SEB.

11.2. O Desenho de Mercado de energia elétrica

A Teoria de Desenho e Arquitetura de Mercados é algo historicamente novo, nascendo basicamente com o início da liberalização dos mercados de energia elétrica, especificamente com a criação do *Single Buyer* nos Estados Unidos, o que se deu pela aprovação da lei PURPA, em 1978. A indústria de energia elétrica, que até então era formada por grandes monopólios verticais, passou a lidar com agentes privados, que visavam exclusivamente ao lucro em um produto estratégico, com características especiais e com forte apelo político perante a sociedade.

As evoluções nos mercados de energia elétrica continuaram conforme mais *players* privados passaram a participar da indústria, mas também se introduziram novas evoluções quando as empresas monopolistas (especialmente estatais) se mostraram financeiramente incapazes de continuar a realizar pesados investimentos. Na segunda metade da década de 1980, o Chile concluiu a primeira reforma atacadista no mundo, que foi acompanhada pelo Reino Unido, em 1989-1990. Esse movimento foi intensificado na década de 1990 com uma nova lei aprovada nos Estados Unidos e, na sequência, vários países da Europa e América Latina copiaram esse processo. Por fim, após o ano 2000, alguns mercados passaram a ir além na questão do poder de escolha do consumidor, permitindo que todos tivessem a liberdade da escolha do supridor, o que redundou no modelo de competição de varejo.

Os quatro principais modelos teóricos de desenho de mercado são: (i) Monopólio Verticalmente Integrado; (ii) *Single Buyer*; (iii) Competição no Atacado; e (iv) Competição no Varejo. Entende-se que quanto maior a participação do consumidor, maior será a eficiência alocativa do mercado, dado que naturalmente um maior nível de competição refletirá preços mais baixos e maior variedade na oferta de produtos e serviços. Do ponto de vista teórico, os mercados de energia elétrica deveriam ser desenhados em torno de mecanismos competitivos, pois o preço de um mercado competitivo é menor do que o preço em um mercado oligopolizado, o qual é, por sua vez, menor que o preço de um mercado monopolista.

Após a definição do Desenho de Mercado é necessário discutir a Arquitetura de Mercado, que contempla um conjunto de elementos relacionais entre os agentes de mercado e os incentivos econômicos para alocação eficiente dos produtos vinculados à energia elétrica.

Definir claramente o papel das diferentes entidades e dos diferentes agentes econômicos é fundamental em um mercado de energia elétrica. Uma arquitetura de mercado moderna separa claramente o papel dos formuladores de política e das entidades responsáveis por operar e regular o mercado. Atores com viés político possuem incentivos de curto prazo e muitas vezes não vinculados à eficiência econômica, porém Operadores de Mercado e Reguladores são entidades com perfil técnico e com uma visão de longo prazo e de Estado. Mesmo que o operador de mercado seja privado, é inegável seu papel de defensor da entidade mercado como um bem comum.

Também é relevante a separação clara dos papéis dos diferentes agentes de mercado e seus respectivos campos de atuação. A separação dos papéis permite a construção de mecanismos alocativos mais eficientes, como também favorece uma regulação mais coerente e eficaz. Agentes que podem atuar simultaneamente em vários segmentos possuem maior facilidade de explorar falhas estruturais e, conseqüentemente, podem exercer poder de mercado, o que reflete em preços mais altos.

Outro elemento presente na discussão atual sobre mercados de energia elétrica é o fatiamento dos diferentes produtos. A moderna arquitetura de mercado trata de forma diferenciada o Mercado de Energia, o Mercado de Capacidade, o Mercado de Serviços Ancilares e o Mercado de Certificados de Energia Limpa. Cada um desses mercados possui objetivos diferentes e devem ser segregados para que se tenha claramente os custos relacionados a operação e estabilidade do sistema, além de permitir a introdução de mecanismos competitivos, esperando-se, ao final, a obtenção de preços mais baixos e empresas mais eficientes.

O **Mercado de Energia** contempla a contratação de energia elétrica antecipadamente como forma de proteção do preço à vista (preço *spot*), como também a operação do sistema por meio de leilões DAM e IDM. O **Mercado de Capacidade** consiste na contratação de geradores e recursos que estejam disponíveis para a segurança de suprimento. O **Mercado de Serviços Ancilares** funciona com a contratação de usinas e recursos que possam estar disponíveis no tempo real para que o Operador do Mercado mantenha o sistema estável e funcionando adequadamente. Como elemento final do fatiamento dos produtos, vemos o **Mercado de Certificados de Energia Limpa**, com estabelecimento regulatório de requisitos de compra de certificados por parte dos consumidores de usinas renováveis (PCHs, eólicas, solar PV e biomassa), o que incentiva o surgimento dessas tecnologias renováveis dado que lhes dá uma nova fonte de receita.

Os mercados de energia elétrica também estão se sofisticando em termos financeiros, sendo que os mercados mais avançados contemplam **Balcões Organizados** e **Bolsas de Energia**. Os **Balcões Organizados** são plataformas eletrônicas de compra e venda de produtos padronizados que funcionam como um *marketplace* que provê liquidez. As **Bolsas de Energia** também são plataformas para compra e venda de produtos padronizados, porém com a diferença de a Bolsa ser uma entidade que funciona como contraparte central e garantidora de todas as operações. Existem também diversos outros produtos e instrumentos financeiros que podem ser negociados, destacando-se dentre estes a proteção contra o preço *spot*, com uma entidade vendendo uma proteção de alta ou de baixa em \$/MWh para uma data específica.

A partir do momento em que se introduzem mercados de energia elétrica, é necessário discutir o poder de mercado, especialmente dos geradores, PIEs e LSEs. Os geradores e PIEs podem artificialmente elevar os custos da operação do sistema nos Leilões DAM e IDM, o que pode ser obtido pela divisão das quantidades em blocos com preços distintos, especialmente se o PIE for indispensável para o atendimento do sistema. As LSEs podem exercer poder de mercado ao se fundirem e diminuírem as opções para os consumidores, o que tende naturalmente a refletir preços mais altos no varejo. Todavia, a maior preocupação dos reguladores e órgãos de concorrência é na formação de preços por oferta para operação do sistema.

Existem dois tipos de índices que podem ser utilizados nos mercados de energia elétrica, o *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) e o *Residual Supply Index* (RSI). O HHI é utilizado pelo DoJ dos EUA e por órgãos de defesa da concorrência. Ele busca medir o poder de mercado, especialmente em situações de fusões e aquisições. O RSI é utilizado para medir o poder de um determinado PIE ou usina em fechar o atendimento do consumo, ou seja, sem ele o sistema não seria plenamente atendido.

Estão ocorrendo, em nível internacional, diversas discussões entre Operadores de Mercado, Reguladores, Formuladores de Política e Órgãos de Defesa da Concorrência sobre como desenhar e organizar mercados de energia elétrica mais eficientes, especialmente no que tange às novas tecnologias renováveis, geração distribuída e à capacidade dos consumidores se autossuprirem (*prosumer*). Uma das preocupações recorrentes é com os altos custos de manutenção das redes de distribuição e transmissão para um consumo *on grid*, com tendência de redução, e se isso não significaria uma injustiça social, dado que os mais pobres tendem a não migrar para alternativas de autossuprimento e, conseqüentemente, arcariam com esses maiores custos da rede.

Da mesma forma que os leilões, existem diversos desenhos de mercado adotados internacionalmente. Nos Estados Unidos e Canadá existe uma grande liberdade dos estados em regular e definirem o desenho de mercado. Nos dois países há ao todo 9 Operadores de Mercado com uma lógica atacadista e diversos estados que ainda adotam *Single Buyer* ou Monopólio Verticalmente Integrado. Todavia, entre 60-65% do consumo registrado nos Estados Unidos ocorre em uma estrutura de mercado atacadista ou varejista.

Na América Latina a estrutura de mercado dominante é o atacado, apesar da relutância dos países em permitir a formação de preços por oferta e de que os consumidores residenciais também possam escolher o seu supridor. Em termos de competição, o mercado latino mais avançado é a Colômbia, no qual a formação de preços é por oferta, há uma Bolsa de Energia e todos os consumidores de alta tensão possuem permissão de escolha do seu supridor.

Na Europa o modelo dominante é a competição em nível de varejo, com forte integração regional, Bolsas de Energia e formação de preços no formato *loose pool* ou *self-dispatch*, sendo o último o modelo dominante. Destacam-se o Nordpool e o Reino Unido, com estruturas bastante sofisticadas, inclusive de instrumentos financeiros de proteção.

A África possui duas realidades distintas em termos de acesso à energia elétrica. Os países da região do Saara praticamente atingiram a universalização do acesso, com alguns países já realizando leilões para fontes renováveis. Em contrapartida, os países da região subsaariana estão em um estágio muito atrasado de acesso à energia elétrica, com 632 milhões de pessoas sem acesso à energia elétrica e com o desenho de Monopólio Verticalmente Integrado, com alguns países permitindo a participação de PIE's. A tendência na região é a atração cada vez maior de empresas privadas para elevar o acesso ao produto, mas também se destaca o surgimento de micro e mini *grids*.

O continente asiático também possui diferentes desenhos de mercado. A Rússia e o Cazaquistão possuem desenhos mais avançados, com PIE's e consumidores de alta tensão podendo escolher o supridor. O Japão passou por uma abrangente reforma institucional em 2016 e utiliza um modelo de competição varejista, com Bolsas de Energia e permissão de todos os consumidores escolherem seus supridores. A Coreia do Sul possui um modelo verticalmente integrado com um papel relevante da estatal KEPCO. A Índia e a China adotaram um *Unbundling*+PIE, ou seja, já há uma divisão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, com uma participação de PIE's, mas sem a liberdade de escolha pelos consumidores.

Por fim, o sudeste asiático convive com diversos modelos de mercado, porém é a segunda região, em número de pessoas, sem acesso à energia elétrica, totalizando 512 milhões de pessoas.

Na Oceania, têm-se a Austrália e Nova Zelândia com modelos de mercado avançados e competição varejista, enquanto as diversas ilhas da região não possuem estruturas de mercado. A Austrália destaca-se pela forte integração do mercado de energia elétrica com o mercado de gás; a Nova Zelândia, além da forte participação da tecnologia hidroelétrica, uma formação de preço em intervalos de 30 minutos.

Uma lição aprendida dos diversos desenhos de mercado adotados internacionalmente é que quanto maior a competição, melhor é para o consumidor, pois o sinal de preço em ambientes competitivos é um melhor indutor de eficiência do que a adoção de complexos mecanismos regulados centralizados.

O SEB possui um modelo de mercado atacadista, com a formação de preço por modelos matemáticos (NEWAVE e DECOMP), com leilões de energia elétrica para contratação das distribuidoras e segurança do suprimento. Destaca-se ainda o papel da tecnologia hidroelétrica na capacidade instalada, sendo que a situação hidrológica influencia sensivelmente na operação do sistema, na alocação de custos e riscos e na eficiência técnica e comercial como um todo.

Os pontos positivos do SEB são: (i) expansão da geração; (ii) fontes renováveis; (iii) desenho dos leilões; (iv) aumento da participação do consumidor. A expansão consistente do parque gerador e, conseqüentemente, sua diversificação, é um ponto positivo do SEB, destacando que em 1980 a capacidade instalada era de 38,8 GW; em agosto/2017 atingiu o número de 153,4 GW, ou seja, apesar dos problemas marcoeconômicos e alocativos o SEB conseguiu manter a segurança do suprimento, mesmo com alguns sobressaltos como o racionamento de 2001-2002.

As fontes renováveis não hidroelétricas crescem de relevância durante a década de 2000, especialmente com as usinas de tecnologia biomassa e eólica, inicialmente por meio do PROINFA (mecanismo FiT) e, posteriormente, por meio dos leilões do ACR. Relativamente aos leilões do ACR, destaca-se que os certames brasileiros são extremamente sofisticados em termos de desenho e mecânica de submissão de lances, sendo utilizados, inclusive, internacionalmente como um modelo exitoso para atrair nova geração; porém é necessário observar que muito da sofisticação do desenho dos leilões se deve à tentativa de contornar os problemas estruturais do desenho de mercado.

Por fim, o aumento da participação do consumidor é um ponto positivo, pois, quanto mais consumidores estiverem no mercado, maior será a pressão por eficiência e preços mais baixos.

Os pontos negativos do SEB são: (i) expansão concentrada nos leilões do ACR; (ii) problemas financeiros estruturais; (iii) sinal de preços; (iv) complexidade regulatória. A expansão da geração é atualmente ancorada nos leilões do ACR, o que leva o ACL a ser um *free-rider* na capacidade contratada pelos consumidores regulados, sendo essa uma injustiça alocativa. O SEB apresenta problemas financeiros estruturais, com elevada inadimplência no MCP, ausência de uma Bolsa de Energia e Contratos de Constituição de Garantias (CCGs) ineficientes para os contratos dos leilões do ACR. O sinal de preços também é ruim, com uma formação de preços por modelos matemáticos e com elevada volatilidade, o que dificulta o desenvolvimento de produtos financeiros e até mesmo a atração de nova capacidade sendo viabilizada pelo ACL. A complexidade regulatória do SEB reflete-se em problemas operacionais, comerciais e técnicos e uma evidência é o expressivo número de regras e procedimentos de Comercialização, sendo difícil identificar causa e efeito quando se introduz uma nova regulação.

Tendo em vista a Teoria de Desenho e Arquitetura de Mercados apresentada, as práticas internacionais e o atual desenho do SEB, é objetivo deste trabalho propor um novo desenho de mercado com maior eficiência alocativa.

11.3. Um novo desenho de mercado para o SEB

Na terceira parte foi apresentada a proposta de um novo desenho de mercado para o SEB, o processo de transição e estimativas relativas ao valor do Encargo de Capacidade e do PLD em uma abordagem por oferta (*loose pool* ou *bid-based*).

O novo desenho de mercado proposto para o SEB considera o *Unbundling* dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica, com a criação do Mercado de Capacidade, o Mercado de Energia, Mercado de Reservas e o Mercado de Certificados de Energia Limpa, além do estímulo à oferta de instrumentos financeiros. O fatiamento da eletricidade em diferentes produtos permitirá uma alocação mais eficiente, o que inclui manter a liberdade da política energética (Mercado de Capacidade), como também a liberdade de todos os consumidores na escolha do supridor (Mercado de Energia 100% livre).

Adicionalmente, se propõe a separação do fio e da comercialização na distribuidora, o que está em consonância com um Mercado de Energia 100% livre, estimulando o surgimento

de novos serviços aos consumidores. A parte fio permaneceria um monopólio natural com tarifas reguladas, enquanto a parte comercial utilizaria a nomenclatura internacional LSE, competindo a preços de mercado pelos consumidores. As LSEs também seriam úteis no processo de separação do atacado e do varejo, ou seja, todos os consumidores teriam liberdade de escolha do supridor, porém somente consumidores de grande porte (acima de 3 MW de demanda contratada) e as LSEs participariam no Operador de Mercado, observando-se que essa separação é essencial para uma maior robustez financeira e para um mercado mais próximo do observado no setor financeiro, com contabilização diária e liquidação semanal das posições.

A nova proposta para o SEB contempla uma reorganização do papel das entidades setoriais, como também uma melhor segregação de atuação dos agentes de mercado, além da criação de algumas figuras regulatórias, tais como Agregador de Medição, Balcões Organizados e Bolsas de Energia.

Uma das propostas mais sensíveis para o novo desenho de mercado é a formação de preços por oferta, a qual exige uma forte reestruturação na forma como os agentes setoriais enxergam a operação do sistema e as relações comerciais. Devem-se evitar propostas simplistas na adoção de uma formação de preços por meio de Leilões DAM e IDM, dado que há aspectos relevantes a serem considerados, como a abordagem para as cascatas brasileiras e o poder de mercado dos geradores hidroelétricos, em especial das empresas do grupo Eletrobrás.

Esse novo desenho também contempla uma administração centralizada do Mercado de Capacidade pelo Operador de Mercado do Brasil (OMB), o qual contratará toda a nova expansão do sistema, como também administrará os contratos legados dos leilões do ACR e as diferenças entre as receitas dos leilões de venda dos Certificados de Energia Limpa, e os recursos necessários para cobrir os descontos no fio TUSD/TUST para as usinas de fontes renováveis que possuam direito legal a tais descontos.

Espera-se que o novo desenho promova competição e eficiência econômica sempre que possível, retomando a uma máxima utilizada durante o Projeto RE-SEB: “competição, sempre que possível, e regulação quando necessário”.

11.4. Consolidação dos Teoremas, Proposições e Resultados Esperados

11.4.1. Teoremas

Ao longo deste trabalho, apresentou-se oito teoremas com base na discussão teórica, os quais estão elencados abaixo:

Teorema 1: *É uma estratégia dominante submeter um lance com o valor real em um Leilão de Segundo Preço, considerando VPI.*

Teorema 2: *É uma estratégia dominante submeter um lance que atenda à condição de primeira ordem em um Leilão de Primeiro Preço, considerando VPI.*

Teorema 3: *Dizer a verdade é uma estratégia dominante em qualquer mecanismo Groves, incluindo o mecanismo pivotal (um mecanismo VCG).*

Teorema 4: *Assume-se que cada agente n é neutro ao risco e possui valor privado independente para um simples produto em um leilão, para cada distribuição cumulativa F . Então qualquer mecanismo de leilão que no equilíbrio aloca o produto sempre do mesmo modo e que qualquer agente com um valor 0 tem uma utilidade esperada 0 possui o mesmo rendimento equivalente, e ambos os resultados para qualquer agente com valoração v realizarão o mesmo pagamento esperado.*

Teorema 5: *Para todo $n > 1$, $\int_0^1 s^{n-1} w(s) ds > \int_0^1 s^{n-1} v(s) ds$. Assim, o valor esperado máximo entre os n participantes é maior com Scoring Bids do que somente com preço.*

Teorema 6: *Dado caráter estratégico do produto energia elétrica, os desenhos de leilões devem ser adequados à realidade de cada país, preservando o conceito truth telling.*

Teorema 7: *Um mercado de energia elétrica competitivo apresenta menores preços do que um mercado monopolista regulado.*

Teorema 8: *Mercados de Energia com custo marginal tendendo a zero demandam Mercados de Capacidade.*

Os primeiros três teoremas revelam a necessidade de se definir um desenho de leilão e um desenho de mercado no qual a revelação das informações verdadeiras sejam as mais vantajosas para os agentes. Essa afirmação pode parecer óbvia, mas é extremamente complexo para o Formulador de Política, Regulador e Operador de Mercado estruturar mecanismos de incentivos e operacionais nos quais se obtenham as informações reais dos agentes.

O teorema 4 aponta que se um mercado é competitivo perde relevância a sistemática do leilão, pois a informação verdadeira do preço de mercado será revelada. Isso demonstra que as entidades setoriais deveriam ter como principal objetivo promover a competição de forma ampla sempre que possível ao invés de concentrar uma atenção maior somente na sistemática do leilão. Não significa que a sistemática não seja relevante, especialmente em um produto que não se enquadra em um modelo VPI, mas que em muitos momentos pode-se tentar resolver (equivocadamente) problemas de desenho de mercado somente com o desenho do leilão.

O teorema 5 evidencia a importância de se considerar os diferentes atributos dos competidores nos leilões, e que esses competidores tendem a avaliar como positivo um mercado em que o leiloeiro valora e diferencia a competição por meio de índices críveis. Logo, o processo de criação do índice (*Score*) deve ser cuidadoso e, sempre que possível, público.

O teorema 6 revela que não se deve importar um modelo adotado em outro país sem considerar os aspectos locais, porém deve ser preservado o princípio de incentivar que o agente seja competitivo e revele a verdade.

O teorema 7 reforça os aspectos competitivos que devem ser priorizados. Ao longo do trabalho, desenvolveu-se a ideia de que a competição é mais eficiente em promover preços mais baixos do que uma regulação centralizada. Entende-se que um mecanismo de mercado competitivo e com um sinal de preço correto é um melhor indutor de eficiência do que modelos regulatórios estáticos e sujeitos a análises centralizadas e com defasagem temporal. Em um mecanismo regulatório centralizado, é necessário acreditar que um corpo de técnicos, que não estão no dia-a-dia das operações das empresas e que se esforçam para estar atualizados, teria a capacidade de analisar e regular com incentivos corretos os custos e os serviços a serem prestados, sintetizando isso em uma tarifa regulada calculada em ciclos definidos. Os elementos do teorema 7 defendem que um mecanismo de preço promove um uso mais eficiente dos recursos, pois, dada a competição, as empresas tentarão maximizar seus retornos e os consumidores minimizarão seus pagamentos.

Por fim, têm-se o teorema 8 que defende a criação de Mercado de Capacidade em Mercados de Energia com custo marginal tendendo a zero, o que é comum nos atuais mercados com forte presença de renováveis intermitentes.

11.4.2. Proposições

Este trabalho apresentou dez proposições para a construção de um novo Desenho de Mercado para o SEB com maior eficiência alocativa.

Proposição 1: *O Desenho do Leilão e do Mercado deveria contemplar os custos sociais a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação da sociedade em favor daqueles que melhoram essa alocação, observando a premissa de que o desenho tenha como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.*

Proposição 2: *O desenho do SEB deveria contemplar uma correta alocação de custos a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação em favor daqueles que melhoram essa alocação, destacando que este desenho deve ter como estratégia dominante para o agente a submissão de informações verdadeiras.*

Proposição 3: *Unbundling dos diferentes produtos vinculados à energia elétrica, com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa. Além disso, seria estimulada a oferta de instrumentos de proteção financeira.*

Proposição 4: *Separação do fio e da comercialização na distribuidora.*

Proposição 5: *Separação do atacado e varejo.*

Proposição 6: *Separação da figura da comercializadora e do corretor*

Proposição 7: *Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados*

Proposição 8: *Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM, em uma lógica de despacho loose pool. O MCP será com dupla contabilização e net pool obrigatório.*

Proposição 9: *Fusão da CCEE e do ONS formando o Operador de Mercado do Brasil (OMB).*

Proposição 10: *Leilões como principal mecanismo alocativo do novo Desenho de Mercado do SEB.*

As proposições são autoexplicativas e foram exploradas em detalhes ao longo dos capítulos. Ressalta-se ainda que um novo Desenho de Mercado para o SEB deve privilegiar mecanismos eficientes que incentivem os agentes a dizerem a verdade, um fatiamento dos produtos vinculados à energia elétrica, uma reorganização dos papéis das entidades e dos agentes de mercado e, por fim, mecanismos competitivos sempre que possível, incluindo a formação de preço por oferta.

11.4.2. Transição

A transição do atual para o novo Desenho de Mercado do SEB é um processo complexo e estima-se uma duração de 72 meses, dividido em cinco fase: (i) preparação, com 6 meses; (ii) base para transição, com 18 meses; (iii) transição, com 36 meses, (iv) operação assistida, com 6 meses; e (v) revisão, com 6 meses.

Destaca-se que a transição descrita neste trabalho utilizou uma abordagem típica de implementação de projeto, atentando-se a parte operacional, conhecida como um PMO. Contudo, dada complexa rede de relacionamentos do SEB, envolvendo questões empresariais e políticas, recomenda-se que seja também utilizada uma abordagem de gestão da mudança mais profunda no que tange ao relacionamento com os *stakeholders*. A utilização das metodologias *System Mapping* e *Exchange Mapping* pode ser aplicada à transformação proposta para o SEB, o que já justificaria uma nova tese de doutorado.

Observa-se que a transição de um modelo de formação de preço por modelo para um arranjo institucional de formação de preço por oferta é um dos pontos mais sensíveis, e este trabalho apontou uma trilha que contempla sete passos: (i) reduzir a granularidade do preço: semana-patamar para diário-horário; (ii) verificar a existência de poder de mercado; (iii) mitigar o poder de mercado; (iv) modelagem do comportamento do mercado; (v) abordagem das cascatas brasileiras; (vi) desenvolvimento dos novos modelos matemáticos; e (vii) operacionalização dos Leilões DAM e IDM.

Ainda na transição, destaca-se o papel central do OMB na administração da contratação do Mercado de Capacidade, assumindo todos os contratos legados e as diferenças necessárias

para cobrir os custos dos descontos no fio (TUSD e TUST) concedido às usinas renováveis ao longo do tempo.

Ressalta-se que a transição deverá ser realizada com previsibilidade, para que os agentes de mercado possam se preparar adequadamente.

11.4.3. Resultados Esperados

Espera-se com o novo Desenho de Mercado do SEB uma alocação mais eficiente e justa dos riscos e custos relacionados à energia elétrica, com elevada competição, o que inclui um Mercado de Energia 100% livre e uma formação de preços por oferta.

As estimativas, tomando por base as premissas adotadas e os cenários formulados, apontam para um Encargo de Capacidade da ordem de R\$ 113,72/MWh quando do início do funcionamento deste mercado em 2020, e uma trajetória crescente até 122,93/MWh em 2023, no término da parte comercial do tratado da hidroelétrica de Itaipu. A expectativa é de uma estabilização após este período, sendo que a nova capacidade seria contratada no início em leilões que teriam como preço inicial o equivalente a 50% do valor necessário para viabilizar um novo projeto e, após a consolidação do mecanismo, seriam realizados leilões plenamente competitivos, sem a definição de um preço teto.

Relativamente ao PLD, estima-se um valor estrutural médio ponderado para um dia de “*peak demand*” de R\$ 419,27/MWh considerando um cenário em que existe competição e os geradores ofertam seus custos marginais. Em um cenário com competição e os geradores hídricos se aproveitando para oferta uma quantidade excedente à sua GF nas horas de maiores preços, observa-se uma redução do PLD médio ponderado para R\$ 321,32/MWh no cenário com uma oferta 10% superior à GF nas horas consideradas de maior demanda. Para um cenário com oferta de 15% o valor é de R\$ 300,88/MWh, para o cenário com oferta de 20% o valor é de R\$ 281,73/MWh, para o cenário com oferta de 25% o preço é de R\$ 271,85/MWh, e, por fim, com oferta de 30% o preço seria de R\$ 264,82/MWh. Um cenário no qual os geradores hidráulicos exercem plenamente o poder de mercado, o preço seria o da última térmica do sistema, ou seja, R\$ 1.077,86/MWh.

Considerando como contraponto, construiu-se um cenário no qual as hidroelétricas são utilizadas de forma política submetendo lances de quantidade 10% da GF no horário comercial (9:00 – 17:00) o que reduziria o preço médio ponderado para R\$ 274,49/MWh. Entende-se como mais provável o cenário no qual o preço médio ponderado é de R\$ 321,32/MWh, pois os

geradores hidroelétricos devem buscar gerar em momentos em que o preço do sistema é mais elevado, mas com parcimônia dada a submissão de lances nas demais horas.

As estimativas relacionadas à formação de preço por oferta demonstram que o atual parque gerador do SEB é problemático, pois as usinas hidroelétricas possuem elevado poder de mercado e o custo das térmicas é elevado, formando uma curva de oferta não-comportada. Para atenuar estes problemas verifica-se a necessidade de contratar-se térmicas de base com CVU mais acessíveis e usinas solar PV, pois esta tecnologia gera com alto fator de capacidade nos momentos de demanda pico do sistema.

A competição ao longo do tempo e a mudança dos hábitos dos consumidores devido aos diferentes preços horários terão fortes impactos na forma como os agentes submeterão lances e formarão o PLD. Consequentemente isto impactará os preços que serão oferecidos aos consumidores, sendo que se acredita que um sinal de preço adequado e a competição serão indutores de preços mais eficientes e se eliminará as atuais distorções alocativas.

Relativamente aos Certificados de Energia Limpa as estimativas apontam para um valor de R\$ 16,53/MWh, o qual reflete o custo pago pela sociedade em descontos no fio (TUSD/TUST) para as fontes incentivadas, observando a geração e os descontos associados no ano de 2016.

O tamanho do atual mercado de comercialização é estimado em R\$ 401,6 bilhões para o ano de 2023, enquanto que para o desenho proposto com índice de liquidez 3.0 seria da ordem de R\$ 730,2 bilhões, com índice de liquidez de 3.5 o montante seria de R\$ 837,7 bilhões, e finalmente com índice de liquidez de 4.0 a estimativa é de R\$ 945,2 bilhões. Espera-se assim um crescimento substancial do mercado de comercialização com o novo Desenho de Mercado, especialmente pela liberalização de escolha do supridor para todos os consumidores. A tendência é que os maiores montantes negociados no mercado atraiam os agentes financeiros para oferta de instrumentos financeiros de proteção, o que colaboraria para uma maior liquidez e maior robustez financeira.

Concluindo a análise sobre o novo Desenho de Mercado do SEB, apresenta-se na Tabela 11.1 as dez proposições e correlação com as questões e os problemas que se pretendem solucionar, além dos resultados esperados e os pontos de atenção.

Observa-se que as duas primeiras proposições são de natureza filosófica e de princípios a serem perseguidos, enquanto as demais oito proposições são práticas e concretas.

Tabela 11.1 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB

	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
1 - O Desenho do Leilão e do Mercado deveria contemplar os custos sociais a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação da sociedade em favor daqueles que melhoram essa alocação.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Justiça alocativa entre os consumidores e produtores. ▪ Sustentabilidade e eficiência econômica do SEB. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior eficiência na produção, consumo e comercialização de energia elétrica. ▪ Menor judicialização no médio e longo prazo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Judicialização se o processo não for robusto do ponto de vista jurídico/formal. ▪ Disputas políticas no processo de discussão de alocação de riscos e custos.
2 - O desenho do SEB deveria contemplar uma correta alocação de custos a serem pagos pelos agentes que pioram a alocação em favor daqueles que melhoram essa alocação.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Justiça alocativa entre os consumidores e produtores. ▪ Sustentabilidade e eficiência econômica do SEB. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior eficiência na produção, consumo e comercialização de energia elétrica. ▪ Menor judicialização no médio e longo prazo. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uma onda de judicialização se o processo não for robusto do ponto de vista jurídico/formal. ▪ Disputas políticas no processo de discussão de alocação de riscos e custos.

Tabela 11.1 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
3- <i>Unbundling</i> com a criação do Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa. Além disso, seria estimulada a oferta de instrumentos de proteção financeira	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrigir as falhas de desenho: incluir todos os consumidores na expansão, inserir questões de transmissão e meio-ambiente. ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. ▪ Sinal de preços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Robustez econômica e financeira no médio e longo prazo. ▪ Sinal de preços adequado para operação e expansão eficiente do mercado. ▪ Crescimento do tamanho de mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elementos da transição. ▪ Disputa política entre ganhadores e perdedores do processo. ▪ Menor espaço político para o uso da energia elétrica.
4 - Separação do fio e da comercialização na distribuidora	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Robustez econômica financeira. ▪ Redução da discussão tarifária ao fio, energia seria competitiva. ▪ Maior competição, melhores e novos serviços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistência das comercializadoras incumbentes devido as novas competidoras (LSEs) ▪ Distribuidoras perdem peso político e musculatura financeira

Tabela 11.1 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
5 – Separação do atacado e varejo.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior robustez financeira no atacado. ▪ Maior competição. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entidades setoriais e agentes que entendem que seria uma barreira de entrada.
6 – Separação da figura da comercializadora e do corretor.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior competição, melhores e novos serviços. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistência de pequenas comercializadoras
7 - Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Complexidade técnica e regulatória. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior robustez do atacado. ▪ Menor judicialização. ▪ Sinal de preços. ▪ Crescimento do mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Menor espaço para utilizar energia elétrica em políticas públicas. ▪ Coordenar a transição dos desenhos de mercado.

Tabela 11.1 – Resultados esperados das proposições para o Desenho de Mercado do SEB
(continuação)

Proposição	Problema a ser atacado	Resultados Esperados	Pontos de Atenção
8 – Formação de preço por oferta com Leilões DAM e IDM, em uma lógica de despacho loose pool. O MCP será com dupla contabilização e <i>net pool</i> obrigatório.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Solvência econômica e financeira. ▪ Sinal de preços. ▪ Judicialização do MCP. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação eficiente e que revele os custos reais do sistema. ▪ Menor judicialização. ▪ Melhor gestão de riscos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Complexidade da transição. ▪ Menor espaço para atribuir ao operador responsabilidade pelas decisões. ▪ Menor espaço para utilizar a energia elétrica em políticas públicas.
9 – Fusão da CCEE e ONS, criando o Operador de Mercado do Brasil (OMB).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Complexidade técnica e regulatória. ▪ Eficiência operacional. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Operação mais eficiente do mercado. ▪ Maior robustez e coordenação entre decisões comerciais e operacionais 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Choque cultural na fusão. ▪ Disputas políticas entre os diferentes grupos.
10 – Leilões como principal mecanismo alocativo do novo Desenho de Mercado do SEB	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Participação restrita dos leilões ao ACR. ▪ Solvência econômica e financeira 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maior competição. ▪ Sinal de preços. ▪ Eficiência alocativa. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Incorporar excessivamente elementos políticos no desenho do leilão.

11.5. Novos Estudos e Aprimoramentos

As propostas apresentadas visam construir um novo Desenho de Mercado para o SEB com maior eficiência econômica, tendo os leilões como ferramenta basilar. Todavia, para a implementação do modelo proposto é necessário uma série de estudos complementares, os quais já justificariam novas teses de doutorado. Destaca-se ao menos seis estudos que são considerados fundamentais para a implementação do novo Desenho de Mercado:

- Estudos relacionados ao *mix* e aos atributos das tecnologias que seriam contratadas no Mercado de Capacidade.
- Tipos de Bolsas de Energia que poderiam ser implementadas no Brasil.
- Comercialização de energia elétrica e setor financeiro (*funding e trading*).
- Modelos matemáticos para a formação de preço por oferta no Brasil, incluindo revisitar os estudos realizados na época do Comitê de Revitalização.
- Simular as principais variáveis do novo Desenho de Mercado com novas metodologias, incluindo modelos estatísticos e econômicos mais sofisticados.
- Discutir a gestão da transição dos desenhos de mercado utilizando metodologias mais completas, tais como *System Mapping* e *Exchange Mapping*.

11.6. Considerações Finais

Leilões estão no centro da teoria microeconômica. Dados os elementos teóricos e práticos, são utilizados amplamente por acadêmicos e *practioners* como uma ferramenta útil no desenho de diversos mercados, visando à alocação mais eficiente de bens e serviços. Os leilões também estão sendo utilizados nos mercados internacionais de energia elétrica, visando a maior competição em um produto estratégico para a sociedade moderna. Ao se discutir a aplicação do mecanismo e o Desenho de Mercado de energia elétrica, há uma tentação de interpretá-la como uma *commodity* qualquer, mas a energia elétrica é um produto especial, sem substituto perfeito e com ao menos duas falhas que desafiam formuladores de política, reguladores e operadores de mercado: (i) baixa elasticidade no tempo real; e (ii) não é estocável.

A energia elétrica também é um produto que desperta paixões, e mesmo as pessoas que não são especialistas no setor elétrico tendem a ter uma opinião muito forte sobre o tema, seja esta opinião qual for e, pior, tem a certeza que essa opinião é a certa. Isso acaba por pressionar os políticos a utilizarem os mercados de energia elétrica como ferramenta de política, o que pode causar sérios problemas alocativos, os quais, ao final, redundam normalmente em tarifas

ou preços mais elevados para os consumidores, ou ainda em transferências do Tesouro às custas da sociedade.

O objetivo desta tese foi apresentar uma proposta de um novo desenho para o SEB que guardasse coerência teórica e prática. A escolha dos leilões como principal ferramenta de eficiência alocativa se deve à sua consistência e ao incentivo à competição, observando-se que o Desenho de Mercado proposto visa mitigar exatamente a preocupação de se utilizar o setor elétrico como ferramenta política no futuro e que isso redunde em novos problemas de sustentabilidade econômica. As proposições apresentadas possuem um elo em comum: a fundamentação técnica e econômica, além de uma obsessão pela simplicidade, algo sempre difícil de ser obtido em mercados de energia elétrica. O fatiamento em diversos mercados, combinando um Mercado de Energia totalmente livre e um Mercado de Capacidade regulado, corroboram com a ambição de ter um desenho mais simples e mais eficiente.

Apesar da complexidade intrínseca dos mercados de energia elétrica e dos problemas que atualmente o SEB apresenta, é possível desenhar um mercado que tenha fundamentos técnicos e comerciais sólidos, redundando, ao final, em competição, preços mais acessíveis e novos produtos. Todavia, cabe um alerta: não se deve esperar que um novo desenho do SEB, com mecanismos competitivos, seja o fim da história do setor elétrico, como muitos acreditaram que a queda do muro de Berlim seria o fim da história. Um Desenho de Mercado mais racional não será o fim da história do SEB, mas, sim, um elemento necessário para os desafios que as novas tecnologias trarão.

REFERÊNCIAS

- ABRELL, J. **The Swiss Wholesale Electricity Market**. Center for Economic Research at ETH. Zurich, Switzerland, 2016. Disponível em: <
https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mtec/cer-eth/economics-energy-economics-dam/documents/people/jabrell/Abrell_Swiss_Wholesale_Electricity_Market.pdf>. Acesso em 23.abr.2017
- ALTIERI, R. Bloco II - Da Prancheta para a Realidade - Geração e Comercialização – Painel de Debate. In: **Brazil Energy Frontiers 2017**. São Paulo, 20 de setembro de 2017.
- ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia. **Setor Elétrico: Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo, 2017. Disponível em: <
<http://www.anacebrasil.org.br/energia/setor-eletrico/#1484923187411-e467cd37-ff31>>. Acesso em 21.mai.2017.
- ANTWEILER, W. **Energy Economics with Zero Marginal Costs**. UBC SAUDER School of Business, University of British Columbia, 2015. Disponível em:
 <<http://wernerantweiler.ca/blog.php?item=2015-09-19>>. Acesso em 20.ago.2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **BIG - Banco de Dados da Geração**. Brasília, 2017. Disponível em:
 <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 30.set.2017
- ANCIENT HISTORY. **Herodotus**. 2016a. Disponível em:
 <<http://www.ancient.eu/herodotus/>>. Acesso em 10.abr.2016.
- ANCIENT HISTORY. **Love, Sex, and Marriage in Ancient Mesopotamia**. 2016b. Disponível em: < <http://www.ancient.eu/article/688/> >. Acesso em 10.abr.2016.
- AUSTRALIA – Australian Government: Department of Industry, Innovation and Science. **Energy in Australia, 2015**. Canberra, 2016.
- ATTAVIRIYANUPAP P., et al. New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming. **Electrical Power Energy Syst** (27), pp. 157–167, 2005.
- BARITAUD, M. **Power Markets in Europe**. ETRM Systems, 2017. Disponível em: <
<http://www.etrmsystems.com/markets-EUpower.htm>>. Acesso em 16.ago.2017
- BAKIRTZIS, et al. Electricity producer offering strategies in day-ahead energy market with step-wise offers. **IEEE Trans Power Syst** 22(4):1804–1818, 2007.
- BATTLE, C., et al. The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America. **Energy Policy**, Vol. 38, Issue 11, pp. 7152-7160. November, 2010.
- BIERBRAUER, M., et al. Spot and derivative pricing in the EEX power market. **Journal of Banking and Finance**, 31, 3462–3485, 2007.

BIGGAR, Darryl R., HESAMZADEH, Mohammad Reza. **The Economics of Electricity Markets**. John Wiley & Sons, West Sussex, 2014.

BIRD, L., et al. **Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions**. National Renewable Energy Laboratory, Denver, 2011. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/60451.pdf> > . Acesso em 20.ago.2017

BNEF – BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. **Climatescope 2016**. New York, 2016. Disponível em: < <http://global-climatescope.org/en/country/mexico/#/details> > . Acesso em 21.ago.2017

BOLLINO, Carlo A., MADLENER, Reinhard. Foreword to the Special Issue on “High Shares of Renewable Energy Sources and Electricity Market Reform”. **The Energy Journal**, Vol. 37, Special Issue 2, pp. 01-04. August, 2016.

BORENSTEIN, S., et al. Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. **The Energy Journal**, Vol. 20, No. 4, pp. 65-88. 1999.

BRITO, M. C. T. de. **Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia**. (Dissertação de Mestrado). Rio de Janeiro: COPPE UFRJ, 2016.

BUNN, D. W., OLIVEIRA, F.S. Evaluating Individual Market Power in Electricity Markets via Agent-Based Simulation. **Annals of Operations Research**, Volume 121, Issue 1, pp. 57-77, Springer, July 2003.

BURGER, et al. **Managing energy risk: an integrated view on power and other energy markets**. Wiley, 2007.

CAI, Desmond Wuhan (2016) **Electricity Markets for the Smart Grid: Networks, Timescales, and Integration with Control**. Dissertation (Ph.D.), California Institute of Technology. doi:10.7907/Z9BG2KZG Disponível em<<http://resolver.caltech.edu/CaltechTHESIS:05262016-112813537>>. Acesso em 19.fev.2017.

CAISO – California Independent System Operator. **Convergence bidding: Defining convergence (virtual) bidding**. California, 2015. Disponível em: <<https://www.caiso.com/Documents/ConvergenceBiddingSession1-DefiningConvergenceBidding.pdf>>

CAISO – California Independent System Operator. **Fast Facts**. California, 2016a. Disponível em: < https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf>

CAISO – California Independent System Operator. **2015 Annual Report on Market Issues & Performance**. California, 2016b. Disponível em: < https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf>

CAISO – California Independent System Operator. **Today's Outlook**. California, 2017. Disponível em: < <http://www.caiso.com/outlook/SystemStatus.html>>

CAMESA – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. **Informe Anual 2015**: República Argentina. Buenos Aires, 2016.

CANADA – Minister of Natural Resources. **Energy Fact Book 2015-2016**. Disponível em: < https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/files/pdf/EnergyFactBook2015-Eng_Web.pdf>. Acesso em 01.abr.2017.

CANAX ENERGY. **Market Overview**: Ontario Power Market. Toronto, 2015. Disponível em: < <http://www.canaxenergy.com/ontarioneighboringmarkets.html>>. Acesso em 09.abr.2017.

CAPETTA, D. **Contribuições para o estabelecimento de um programa de redes elétricas inteligentes no âmbito do setor elétrico brasileiro**. (Tese de Doutorado). São Paulo: Politécnica Universidade de São Paulo, 2014.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoMercado – Dados Gerais – 2015 (XLSX)**. São Paulo, Brasil. Disponível em: < http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=gt9hic0lv_49&tipo%3DResultado+Consolidado%26assunto%3DLeil%C3%A3o%26=&_afzLoop=338770627527772>. Acesso em 28.ago.2016.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoMercado – Dados Gerais – 2017 (XLSX)**. São Paulo, 2017a. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=19xx39szxs_4&_afzLoop=284912703625703#!%40%40%3F_afzLoop%3D284912703625703%26_adf.ctrl-state%3Dp7rs08k0f_4>. Acesso em 02.set.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização**: Receita de Venda de CCEAR. Versão 2017.1.1. São Paulo, 2017b.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização**. São Paulo, 2017c. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afzLoop=144539505466819#!%40%40%3F_afzLoop%3D144539505466819%26_adf.ctrl-state%3D18i8c3lcd_49>. Acesso em 19.ago.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Resultado consolidado dos leilões – 04/2017**. São Paulo, 2017d. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afzLoop=1071754317689718#!%40%40%3F_afzLoop%3D1071754317689718%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dfbcbfwhn8_22>. Acesso em 08.jul.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **InfoLeilão Dinâmico agosto/2017**. São Paulo, 2017e. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-

fazemos/infomercado/info_leilao_dinamico?contentId=CCEE_449232&_afrLoop=156893252835743#!%40%40%3F_afrLoop%3D156893252835743%26contentId%3DCCEE_449232%26_adf.ctrl-state%3D161rcu7v0_67>. Acesso em 19.ago.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Resultado Consolidado dos Leilões agosto/2017**. São Paulo, 2017f. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afrLoop=164151137262989#!%40%40%3F_afrLoop%3D164151137262989%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dood35f3xn_67>. Acesso em 19.ago.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Histórico de Preços Semanais**. São Paulo, 2017g. Disponível em: < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-fazemos/como_ccee_atua/precos/historico_preco_semanal?_afrLoop=291298797300984#!%40%40%3F_afrLoop%3D291298797300984%26_adf.ctrl-state%3Dv87m2kl9t_137>. Acesso em 02.set.2017

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, et al. **Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil**. São Paulo, 2012.

CHILE – Ministerio de Energía. **Chilean Experience in Developing Electric Power Infrastructure**. 1st Workshop for APEC Initiative for Enhancing Quality of Electric Power Infrastructure. August 26th-27th, 2015. Disponível em: < <http://aperc.ieej.or.jp/file/2015/10/19/Chile.pdf>>. Acesso em 15.abr.2017.

CHINA ELECTRICITY COUNCIL. 2016年全国电力工业统计快报数据一览表. Disponível em: < <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2017-01-20/164007.html> >. Acesso em 30.abr.2017.

CIGRÉ. **The Electric Power System**: Poland. Paris, 2015a. Disponível em: <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/504bd2667347fe1a56772788e17787ea.pdf>>. Acesso em 23.abr.2017.

CIGRÉ. **The Electric Power System**: South Africa. Paris, 2015b. Disponível em: < <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/c9bda75aeac519077e049b9ab74789d.pdf>>. Acesso em 21.ago.2017.

CIGRÉ. **The Electric Power System**: Rússia. Paris, 2015c. Disponível em: <<http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/80d24e1a1b975edf91b1115f7246b569.pdf>>. Acesso em 06.mai.2017.

CIGRÉ. **The Electric Power System**: The Republic of Korea. Paris, 2016. Disponível em: <http://www.cigre.org/var/cigre/storage/original/application/b5144abe6abc392be027a26fa71790a2.pdf>>. Acesso em 06.mai.2017.

CLARK, E.H. Multipart Pricing of Public Goods. **Public Choice XI**: 17-33, 1971.

CLAPAUD, A. **Italy joined the European energy exchange**. 4revolution, 2015. Disponível em: < <http://www.4erevolution.com/en/euphemia/> >. Acesso em 12.jun.2016

COCHRAN, et al. **Flexibility in 21st Century Power Systems**. National Renewable Energy Laboratory, Denver CO, May 2015.

CRA – Charles River Associates. **A Case Study in Capacity Market Design and Considerations for Alberta**. Toronto, 2017.

CRAMTON, P., et al. Capacity Market Fundamentals. **Economics of Energy & Environmental Policy**, Cleveland OH, Vol. 02, No. 02, p. 01-26, September, 2013.

CRAMTON, P., SHOHAM, Y., STEINBERG, R. (eds.) **Combinatorial Auctions**. MIT Press, 2006.

DAVID, S. M. G. R. **Geração de Energia Elétrica no Brasil: Uma visão Legal-Regulatória sobre Riscos para o Desenvolvimento da Atividade e Mecanismos de Incentivo Estabelecidos pelo Poder Público**. (Dissertação de Mestrado). São Paulo: Universidade de São Paulo, 2013.

DE CASTRO, N, et al. **Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crise hidrológica: 2012-2014**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 61. GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: < [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20\(1\).pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20(1).pdf) >. Acesso em 06.ago.2017.

DELOITTE. **European energy market reform** – Country profile: Germany. Zurich, 2015a. Disponível em: < <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-germany.pdf> >. Acesso em 22.abr.2017

DELOITTE. **European energy market reform** – Country profile: Spain. Zurich, 2015b. Disponível em: < <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-spain.pdf> >. Acesso em 22.abr.2017

DELOITTE. **European energy market reform** – Country profile: Italy. Zurich, 2015c. Disponível em: < <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Energy-and-Resources/gx-er-market-reform-italy.pdf> >. Acesso em 22.abr.2017

DEL RIO, P. **Auctions for Renewable Support in Portugal: Instruments and lessons learnt**. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016a.

DEL RIO, P. **Auctions for Renewable Support in South Africa: Instruments and lessons learnt**. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016b.

DUPUY, M., XUAN, W. **Wholesale Electricity Markets and Pricing in China: How is Reform Going?** Regulatory Assistance Project – RAP, 2016. Disponível em: < <http://www.raponline.org/blog/wholesale-electricity-markets-pricing-china-reform-going/> >. Acesso em 06.mai.2017.

EASLEY, D.; KLEINBERG, J. **Networks, Crowds, and Markets: Reasoning about a Highly Connected World**. Cambridge University Press, 2010.

EI – Energimarknadsinspektionen. **The Swedish Electricity and Natural Gas Market 2015**. Eskilstuna, 2016. Disponível em:

<http://ei.se/PageFiles/303476/Ei%20R2016_10.pdf>. Acesso em 22.abr.2017.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040**. Washington, 2015. Disponível em:<

[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2015).pdf)>. Acesso em 01.abr.2017.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Electric Power Monthly**, February 2016. Washington, 2016a. Disponível em:<

https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_in_the_united_states>. Acesso em 01.abr.2017.

EIA – US. Energy Information Administration. **U.S. electric system is made up interconnections and balancing authorities**. Washington, 2016b. Disponível em:<

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>>. Acesso em 09.abr.2017.

ENEL. **Enel Green Power with Nareva and Siemens awarded preferred bidder status for 850 MW of wind capacity in Morocco**. Rome, Italy, 10 March 2016. Disponível

em:<<http://www.enel.com/en/media/press/d201603-enelgreen-power-with-nareva-and-siemens-awarded-preferred-bidder-status-for-850-mw-of-wind-capacity-in-morocco.html>>

Acesso em 16.jun.2017.

ENERDATA. **Global Energy Statistical Yearbook 2016: Electricity production**. Grenoble, 2016. Disponível em:<<https://yearbook.enerdata.net/electricity-domestic-consumption-data-by-region.html#world-electricity-production-map-graph-and-data.html>>. Acesso em

26.mar.2017

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity.

Electricity in Europe 2015: Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in the ENTSO-E Area. Brussels, 2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice Custo Benefício (ICB) de**

Empreendimentos de Geração. Leilões de Compra de Energia Elétrica de Novos

Empreendimentos de Geração – Metodologia de Cálculo. Nº EPE-DEE-RE-102/2008-r7. Rio de Janeiro, 2016.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Rio de Janeiro, 2017.

ERCOT – Electric Reliability Council of Texas. **Quick Facts**: November 2016. Austin, 2016a Disponível em: <

http://www.ercot.com/content/wcm/lists/89475/ERCOT_Quick_Facts_111816.pdf>. Acesso em 02.abr.2017

ERCOT – Electric Reliability Council of Texas. **Maps**. Disponível em: <<https://http://www.ercot.com/news/mediakit/maps>>.

Acesso em 01.abr.2017

EUROPEAN COMMISSION. **Quarterly Report on European Electricity Markets:** Market Observatory for Energy, DG Energy issue 1, fourth quarter of 2015 and first quarter 2016. Brussel, Belgium, 2016.

E & Y. **Preparing for the wholesale electricity market and auctions.** Mexico city, 2015. Disponível em : < <http://www.ey.com/gl/en/industries/power---utilities/ey-preparing-for-the-wholesale-electricity-market-and-auctions> >. Acesso em 21.ago.2017

FEPCJ – The Federation of Electric Power Companies of Japan. **Electricity Review Japan – 2016.** Tokyo, 2016. Disponível em:
<https://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/pdf/03_electricity.pdf>. Acesso em 06.mai.2017.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Electric Power Markets:** National Overview. Disponível em: :< <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>>. Acesso em 26.mai.2016

FERC – Federal Energy Regulatory Commission. **Regional Transmission Organizations (RTO)/ Independent System Operators (ISO).** Disponível em:
<<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>> Acesso em 01.abr.2017

FITCH-ROY, O. W., WOODMAN, B. **Auctions for Renewable Support in United Kingdom:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

FÖRSTER, S. **Small-scale PV Auctions in France:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

FÖRSTER, S., AMAZO, A. **Auctions for Renewable Energy Support in Brazil:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

FÖRSTER, S., SOYSAL, E. S. R. **Auctions for Renewable Energy Support in Ireland:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

FÖRSTER, S., WIGAND, F. **Onshore wind concessions in China:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

GALLEGO, J. **China Wants to Build a \$ 50 Trillion Global Wind & Solar Power Grid by 2050.** Futurism, April 2016. Disponível em: < <https://futurism.com/building-big-forget-great-wall-china-wants-build-50-trillion-global-power-grid-2050/>>. Acesso em 06.mai.2017.

GEMAN, H., & RONCORONI, A. Understanding the fine structure of electricity prices. **Journal of Business**, 79, 1225–1261, 2006.

GJOLBERG, O., & BRATTESTED, T.-L. **The biased short-term futures price at Nord Pool:** can it really be a risk premium? *Journal of Energy Markets*, 4(1), 3–19, 2011.

GOMES, et al. **O setor elétrico**. BNDES, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf> . Acesso em 27.ago.2017.

GONZALEZ, V., CONTRERAS, J., & BUNN, D. W. Forecasting power prices using a hybrid fundamental-econometric model. **IEEE Transactions on Power Systems**, 27(1), 363–372, 2012.

GOUNTIS, V.P., BAKIRTZIS, A.G. Bidding strategies for electricity producers in a competitive electricity marketplace. **IEEE Trans Power Syst** 19(1), pp. 356–356, 2004.

GOVERNMENT OF UNITED KINGDOM. **Capacity Market parameters for T4 auction for 2020/21, and early auction and transitional arrangements auction for 2017/2018**. London, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/collections/capacity-market-parameters-for-t4-auction-for-202021-and-early-auction-and-transitional-arrangements-auction-for-20172018>> Acesso em 11.set.2016.

GRIESMER, J. H., LEVITAN, R.E., SHUBIK, M. Toward a Study of Bidding Processes Part IV: Games with Unknown Costs. **Naval Research Logistics Quarterly**, 14, 415-33, 1967.

GROSS G., FINLAY, D. Generation supply bidding in perfectly competitive electricity markets. **Comput Math Organ Theory** 6(1):83–98, 2000.

GROVES, T. Incentives in Teams. **Econometrica** 61: 617-631, 1973.

GUAN, X., et al. An ordinal optimization based bidding strategy for electric power producers in the daily energy market. **IEEE Trans Power Syst** 16 (4):788–797, 2001.

GUL, F., STACCHETTI, E. **The English auction with differentiated commodities**. University of Michigan, 1999.

HAMILTON, J. Regime switching models. In: **The new Palgrave dictionary of economics** (2nd edn.). London: Macmillan, 2008.

HARRIS, Chris. **Electricity markets: Pricing, Structures and Economics**. John Wiley & Sons, West Sussex, 2009.

HARTLINE, J.D. **Approximation in Economic Design**. Northwestern University, IL. Disponível em: <<http://users.eecs.northwestern.edu/~hartline/amd.pdf>>. Acesso em 23.abr.2016.

HAWILA, D., et al. **Renewable Energy Auctions: Analysing 2016**. Abu Dhabi, 2017. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf>. Acesso em 15.jun.2017.

HIRT, L., UECKERDT, F. Redistribution effects on energy and climate policy: The electricity market. **Energy Policy**, Amsterdam, Vol. 62, p. 934-947, November 2013.

HOLMBERG, P., LAZARCZYK, E. **Congestion management in electricity networks:** Nodal, zonal and discriminatory pricing. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group. EPRG Working Paper 1209, CWPE Working Paper 1219. March, 2012

HUNT, Sally. **Making competition work in electricity.** Wiley Finance, New York, 2002.

IEA – International Energy Agency. **World Energy Outlook 2016:** Energy Access Database. Paris, 2016a. Disponível em: < <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/>>

IEA – International Energy Agency. **Re-powering Markets:** Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Electricity Market Series. Paris, 2016b.

IEA – International Energy Agency. **Mexico Energy Outlook:** World Energy Outlook 2016 Special report. Paris, 2016c.

IEA – International Energy Agency. **Africa Energy Outlook:** A focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa. World Energy Special Report. Paris, 2014.

IESO – Independent Electricity System Operator. **IESO 2015 Annual Report:** Powering a Connected World. Toronto, 2016. Disponível em: < <http://www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/annual-reports/ieso-2015annualreport.pdf>>. Acesso em 09.abr.2017

IMF – International Monetary Fund. **World Economic Outlook Database, April 2014.** Washington, 2014. Disponível em : <<https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/index.aspx>>. Acesso em 26.mar.2017.

INDIA – Government of India, Ministry of Power, Central Electricity Authority. **All India Installed Capacity, Feb-2017.** Disponível em: < <http://www.cea.nic.in/monthlyinstalledcapacity.html>> . Acesso em 07.mai.2017.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Renewable Auctions:** A Guide to Design. Abu Dhabi, 2015. Disponível em: < http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.pdf>. Acesso em 14.abr.2017.

IRENA – International Renewable Energy Agency. **Renewable Energy Market Analysis:** Latin America. Abu Dhabi, 2016. Disponível em: < http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design.pdf>. Acesso em 16.ago.2017.

ISO NEWSWIRE. **Draft 2017-2026 forecast:** energy usage will decline slightly and peak demand will remain flat. Disponível em:< <http://isonewswire.com/updates/2017/3/27/draft-2017-2026-forecast-energy-usage-will-decline-slightly.html>>. Acesso em 09.abr.2017.

JACKSON, M.O. **A Brief Introduction to the Basics of Game Theory.** Stanford University – Department of Economics, 2011. Disponível em: <http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1968579>. Acesso em: 22.abr.2016.

JANCZURA, J., et al. Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data: a guide to robust modeling. **Energy Economics**, 38, 96–110, 2013.

JEPIC – Japan Electric Power Information Center, Inc. **Power Industry in Japan**. Tokyo, 2015. Disponível em: <<https://www.jepic.or.jp/en/about/access.html>>. Acesso em 06.mai.2017.

JETRO – The Japan External Trade Organization. **Japan's Energy Market Reform: Full Retail Choice in Electricity Market**. Jetro, New York, 2015. Disponível em: <https://www.jetro.go.jp/ext_images/canada/pdf/powermktseminar070416keynote.pdf>. Acesso em 06.mai.2017.

KARAKATSANI, N. V., & BUNN, D. W. Forecasting electricity prices: the impact of fundamentals and time-varying coefficients. **International Journal of Forecasting**, 24(4), 764–785, 2008.

KATZ, J., COCHRAN, J. Integrating Variable Renewable Energy Into The Grid: Key Issues. **Greening the Grid**. USAID Office of Global Climate Change, May 2015.

KEPPLER, J.H, et al. The Impacts of Variable Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices. **The Energy Journal**, Vol. 42, Number 3, pp. 343-359. July 2016.

KING, R., et al. **The Debate About Demand Response and Wholesale Electricity Markets**. SPEER, 2015. Disponível em: <<https://eepartnership.org/wp-content/uploads/2015/10/The-Debate-About-Demand-Response-Final-10.28.15.pdf>> Acesso em 26.mai.2016.

KITZING, L., WENDRING, P. **Auctions for Renewable Support in Denmark: Instruments and lessons learnt**. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2015.

KLEMPERER, Paul. Competition when Consumers have Switching Costs: An Overview with Applications to Industrial Organization, Macroeconomics, and International Trade. **Review of Economic Studies**, 62, 515-539, 1995.

KLEMPERER, Paul. Auctions with Almost Common Values: The “Wallet Game” and its Applications. **European Economic Review**, 42 (3-5), 757-69, May, 1998.

KLEMPERER, Paul. Auction Theory: A Guide to the Literature. **Journal of Economic Surveys**, Vol. 13 (3), pp. 227-286, July 1999.

KLEMPERER, Paul. How (Not) Run Auctions: the European 3G Telecom Auctions. **European Economic Review**, 46, 829-845, May, 2001.

KLEMPERER, Paul. **Auctions: Theory and Practice**. Princeton University Press, 2004.

KWON, R.H., FRANCES, D. Optimization-Based Bidding in Day-Ahead Electricity Auction Markets: A Review of Models for Power Producers. In: A. Sorokin et al. (eds.), **Handbook of Networks in Power Systems I**, Energy Systems. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012

LEONARDO ENERGY. **Training on Regulation**: A Webinar for the European Cooper Institute. 2009 Disponível em: <
https://www.youtube.com/watch?v=qOrr0hZ9JvQ&list=PLUFRNkTrB5O_S-4-j5kTnmCcG49fjaLq&index=8>. Acesso em 04.fev.2017

LEYTON-BROWN, K. **Auction Theory II: lecture 19**. University of British Columbia, 2007. Disponível em: <
<https://www.cs.ubc.ca/~kevinlb/teaching/cs5321%20-%202007-8/lectures/lect19.pdf>>. Acesso em 23.abr.2016

LEVIN, Jonathan. **Auction Theory**. Stanford University, October 2004. Disponível em: <
<http://web.stanford.edu/~jdlevin/Econ%20286/Auctions.pdf>>. Acesso em 01.ago.2015

LIEBL, D. (2013). Modeling and forecasting electricity spot prices: a functional data perspective. **Annals of Applied Statistics**, 7(3), 1562–1592.

LIEBREICH, M. In search of the miraculous. In: **Bloomberg New Energy Finance Summit**. New York, 2016. Disponível em: <
<http://about.bnef.com/video/liebreich-state-industry-keynote-bnef-global-summit-2016/>>. Acesso em 01.mai.2016

LIN, J., MAGNAGO, F. H. **Electricity Markets**: Theories and Applications. IEEE Press, 2017

LOURENZO, H. C. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. Perspectivas, São Paulo, 24-25: 147-170, 2001-2002.

MADANI, K., CORREIA, A. D., ROSA, A., & FILIPE, J. (Eds.) **Computational intelligence**. Springer, 2011.

MASKIN, E.S., RILEY, J.G. **Auction Theory with private values**. UCLA Department of Economics, Discussion Paper #359, Los Angeles, 1985.

MAURER, Luiz T.A., BARROSO, Luiz A. **Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices**. World Bank, Washington, D.C., 2011.

MAZZI, N., RECH, S. Electricity auctions: a European view on markets and practices. In: **2015 12th International Conference on the Electricity Energy Market (EEM)**. IEEE, Lisbon, 19-22 May, 2015.

MENDONÇA, Augusto F; DAHL, Carol. The Brazilian electrical system reform. **Energy Policy**, Amsterdam, Vol. 27, No. 2, p. 73-83, February 1999.

MICHELL, H. **The Economics of Ancient Greece**. Cambridge University Press, 2014.

MIETTINEN, P. **Information acquisition during a Dutch auction**. Bank of Finland Research Discussion Papers, Helsinki, 2010.

MILGROM, Paul. **Putting Auction Theory to Work**. Cambridge University Press, New York, 2004.

MILGROM, P. R., ROBERTS, D.J. Limit Pricing and Entry under Incomplete Information: An Equilibrium Analysis. **Econometrica**, 50, pp. 443-59, 1982.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Consulta Pública 33: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico**. 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 25.set.2017

MORENO, R, et al. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. **Energy Policy**, Amsterdam, Vol. 38, No. 10, p. 5758-5769, October, 2010.

MUNHOZ, F. C. The necessity of more temporal granularity in the Brazilian short-term electricity market. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, Amsterdam, Volume 11, September 2017, Pages 26-33.

NEA-China – National Energy Administration of China. **2016年全社会用电量同比增长5.0%**. Beijing, 2017. Disponível em: <http://www.nea.gov.cn/2017-01/16/c_135986964.htm>. Acesso em 30.abr.2017.

NEUMANN, John von, and OSKAR Morgenstern. **Theory of Games and Economic Behavior**. Princeton: Princeton University Press, 1947.

NEWBERY, D. **Predicting market power in wholesale electricity markets**. European University Institute. EUI Working Paper RSCAS 2009/03. Florence, 2009.

NOORDPOOL. **Price calculation**. Oslo, 2017. Disponível em: <<http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-trading/Price-calculation/>> . Acesso em 16.ago.2017.

NOOTHOUT, P., WINKEL, T. **Auctions for Renewable Energy Systems in Netherlands: Instruments and lessons learnt**. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

NOVA ZELÂNDIA – Ministry of Business, Innovation & Employment. **Electricity**. Wellington, 2017. Disponível em: < <http://www.mbie.govt.nz/info-services/sectors-industries/energy/energy-data-modelling/statistics/electricity>>. Acesso em 14.mai.2017.

NYISO – New York Independent System Operator. **Power Trends 2016: The changing energy landscape**. Rensselaer, 2017. Disponível em: <
http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/publications_presentations/Power_Trends/Power_Trends/2016-power-trends-FINAL-070516.pdf>. Acesso em 09.abr.2017

OFGEM. **The review of the first year of NETA**: A review document Volume 1, July 2002. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/78886/review-first-year-neta-review-document-vol-1.pdf>>. Acesso em 19.fev.2017

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. Rio de Janeiro. 2014. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 11.jul.2014

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Apuração dos Serviços e Encargos da Transmissão – julho/2017**. Rio de Janeiro, 2017a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/apuracao_servicos.aspx>. Acesso em 05.ago.2017

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Resultados da Operação: Demanda Máxima**. Rio de Janeiro, 2017b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em 14.out.2017

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. **Resultados da Operação: Boletim Mensal de Geração Eólica – Agosto/2017**. Rio de Janeiro, 2017c. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>>. Acesso em 14.out.2017

ORTEGA REICHERT, A. **Models for Competitive Bidding Under Uncertainty**. Stanford University PhD tesis (and Technical Report No. 8, Departament of Operations Research, Stanford University), 1968.

OTSUKI, T. **Electric power grid interconnections in northeast Asia**: A quantitative analysis of economic and environmental benefits. Institute Energy Economics Japan, 2015.
PINDYCK, R.S.; RUBINFELD, D. **Microeconomics**. 7th edition. Prentice Hall, 2009.

PJM – Pennsylvania- New Jersey-Maryland Interconnection. **PJM-RTO**, 2016.

PLATTS. **Italian capacity market seen at 30% discount to UK**: A2A. Barcelona, Platts, April 6, 2016. Disponível em: <<http://www.platts.com/latest-news/electric-power/barcelona/italian-capacity-market-seen-at-30-discount-to-26411763>>. Acesso em 11.set.2016

PUC Texas – Public Utility Commission of Texas. **Texas Reliability Council Boundaries Map**. Austin, 2017. Disponível em: <<http://www.puc.texas.gov/industry/maps/maps/ERCOT.pdf>>. Acesso em 02.abr.2017.

PUNKANEN, L. **Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets – A Cournot Based Analysis**. Aalto University, Espoon, Finland, 2014.

QUINT, D. **Common values and low reserve prices**. University of Wisconsin, 2016.

REGO, E. E., PARENTE, V. Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. **Energy Policy** 55, 511-520. Amsterdam, 2013.

RTE – LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ. **Installed capacity of units 1 MW, aggregated per production type.** Paris, 2017. Disponível em: < http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp>. Acesso em 22.abr.2017.

SANDBAG. **UK Capacity Market: Is the Capacity Market showing power decarbonization?** Dec 2014. Disponível em: < https://sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/Capacity_Mech_19-Dec-14_new.pdf>. Acesso em 11.set.2016.

SHAHIDEHPOUR, M., et al. **Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management.** Wiley, 2002.

SHOHAM, Y., LEYTON-BROWN, K. **Multiagent Systems: Algorithmic, Game-Theoretic, and Logical Foundations.** Cambridge University Press, 2009.

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no Contexto Econômico Nacional: Uma Análise Histórica e Econométrica de Longo Prazo.** (Dissertação de Mestrado). São Paulo: Universidade de São Paulo, 2011.

SPEES, K., et al. Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade. **Economics of Energy & Environmental Policy**, Cleveland OH, Vol. 02, No. 02, p. 01-26, September, 2013.

SOMANI, S. **Overview of the Power Sector in the SEA Region.** KPMG Singapore, 2015. Disponível em: <https://www.iesingapore.gov.sg/~media/IE%20Singapore/Files/ASIR/PreConference_workshop_Sharad_Somani.pdf>. Acesso em 07.mai.2017

SPP – Southwest Power Pool. **SPP Fast Facts.** Little Rock, AK, 2016. Disponível em: < <https://www.spp.org/documents/28500/spp%20fast%20facts.pdf>>. Acesso em 02.abr.2017.

STOFT, Steven. **Power System Economics: Designing Markets for Electricity.** IEEE Press & Wiley, 2002.

SWINDER, D.J. Simultaneous bidding in day-ahead auctions for spot energy and power systems reserve. **Electrical Power Energy Syst** (29), pp. 470–479, 2007.

TAKRITI S., BIRGE J.R. A stochastic model for the unit commitment problem. **IEEE Trans Power Syst** 11(3):1497–1506, 1996.

TERNA. **Italian Capacity Market.** Bruxelles, April 14, 2015. Disponível em: <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_12.pdf> Acesso em 11.set.2016.

THALER, Richard H. Anomalies: The Winner's Curse. **Journal of Economic Perspectives** 2 (1): 191–202, 1988

THYMOS ENERGIA. **Mercado Livre X Mercado Cativo de Energia: Desafios e Perspectivas.** São Paulo, 2016. Disponível em: < <http://www.demarest.com.br/pt-br/publicacoes/Documents/PossibilidadesdeReducaoCustoEnergiaMicroMiniGeracao>>

MercadoLivre/Mercado%20Livre%20de%20Energia_Demarest_30_06_16_v2.pdf > . Acesso em 06.ago.2017

TIEDEMANN, S. **Auctions for Renewable Energy Systems in Germany:** Pilot scheme for ground-mounted PV. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2015.

TIEDEMANN, S., et al. **Auctions for Renewable Energy Systems in Italy:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016a.

TIEDEMANN, S., et al. **Auctions for Renewable Energy Systems in California:** Instruments and lessons learnt. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2015b.

USAID. **South Africa:** Power Africa Fact Sheet. Washington, 2016. Disponível em: < <https://www.usaid.gov/powerafrica/south-africa> >. Acesso em 11.set.2016.

UK – United Kingdom Government. **Electricity:** Chapter 5, Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES) – Plant capacity United Kingdom. London, 2017. Disponível em: < <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes> >. Acesso em 22.abr.2017.

VANADZINA, E., GORE, O. **Capacity market in Russia:** Possibilities for new generation entry and cost of CRMs. International Conference on the European Energy Market, EEM, 25 July 2016, Vol.2016.

VENTOSA, M., et al. Electricity market modeling trends. **Energy Policy**, Vol. 33, Issue 07, pp. 897-913. 2005.

VENTOSA, M., et al. Power System Economics. In: **Regulation of the Power Sector**. Springer-Verlag, London, 2013.

VIANA, Alexandre G., RAMOS, Dorel S. Aprimoramento do Índice de Custo X Benefício – ICB para comparação de empreendimentos de geração nos leilões de energia nova, refletindo custos de transmissão. In: **XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**, 18 a 21 de outubro de 2015, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

VIANA, Alexandre G., PARENTE, Virginia. A Experiência Brasileira de Incentivo a Expansão das Fontes Renováveis por meio dos Leilões de Energia Elétrica. **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 16, Nº 1, 1º Sem. 2010, pp.21-36

VICKREY, W. Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders. **Journal of Finance**, 16, 8-37, 1961.

VICKREY, W. Auction and Bidding Games. In: **Recent Advances in Game Theory** (pp. 15-27). Princeton, New Jersey: The Princeton University Conference, 1962.

VICKREY, W. Auctions Markets and Optimum Allocations. In: AMIHUD, Y (ed.). **Bidding and Auctioning for Procurement and Allocation** (pp. 13-20). **Studies in Game Theory and Mathematical Economics**. New York: New York University Press, 1976.

VILJAINEN, S., et al. **Linking together electricity markets with different market designs: Case study of the future use of Finnish-Russian – interconnection**. Elforsk, Stockholm, 2014. Disponível em: < www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=14_05_>. Acesso em 11.set.2016.

WALLACE S.W., FLETEN S.E. Stochastic programming models in energy. In: Ruszczynski A, Shapiro A (eds) **Handbooks in OR&MS**, vol 10. Elsevier Science, Amsterdam, pp 637–677, 2003.

WALRAS, León. **Elements d'économie Politique pure**. 1874.

WANG, L., & FU, X. **Data mining with computational intelligence**. Springer, 2005.

WEBER J.D., OVERBYE T.J. A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies, In: **Proceedings of the IEEE power engineering society summer meeting**, vol 2. Edmonton, pp 1845–1849, 1999.

WEN, F.S., DAVID, A.K., Strategic bidding for electricity supply in a day-ahead energy market. **Electrical Power Syst Res** (59) pp.197–206, 2001.

WERON, R., MISIOREK, A. Short-term electricity price forecasting with time series models: A review and evaluation. In: **Complex electricity markets**, pp. 231 – 254. Łódź: IEPL & SEP, 2006.

WERON, R. Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future. **International Journal of Forecasting**, Vol. 30, pp. 1030 – 1081, 2014.

WILSON, R.B. Competitive Bidding with Disparate Information. **Management Science**, Vol. 15, No. 7, Theory Series, pp. 446-448, 1969.

WIGAND, F., et al. **Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learnt from International Experiences**. AURES – Auctions for Renewable Energy Support. Technical University of Denmark, 2016.

WOOD, A. J., & Wollenberg, B. F. **Power generation, operation and control**. New York: Wiley, 1996.

WORLD BANK. **Access to electricity (% of population)** . Washington, 2014a. Disponível em: < <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>>. Acesso em 15.jun.2017.

WORLD BANK. **Electric power consumption (kWh per capita)**. Washington, 2014b. Disponível em: < <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC>>. Acesso em 26.mar.2017.

XIYING, L., LINGCHENG, K. A New Chapter in China's Electricity Market Reform. **Energy Studies Institute: Policy Brief 13**. Singapore, 2016. Disponível em: <

<http://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/esi-policy-briefs/a-new-chapter-in-china-s-electricity-market-reform.pdf>>. Acesso em 06.mai.2017.

YAMAZAKI, T. **Japan's Electricity Market Reform and Beyond**. Disponível em: <<https://www.iea.org/media/workshops/2015/esapplenaryjuly2015/Yamazaki.pdf>>. Acesso em 06.mai.2017.

YAMIN, H. Y., SHAHIDEHPOUR, S. M., & LI, Z. Adaptive short-term electricity price forecasting using artificial neural networks in the restructured power markets. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 26, 571–581, 2004.

ZHANG, D., et al. Optimization based bidding strategies in the deregulated market. **IEEE Trans Power Syst** 15(3), pp. 981–986, 2000.

Apêndices

[illegible]

Nr	Tarefas	Início	Fim	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
1	Desenho de leilão e de mercado contemplando alocação de custos aos causadores, com estratégia dominante <i>truth-telling</i> .	1	6																				
	Redação da Lei com técnicos do MME, EPE, ANEEL, ONS, CCEE e MF	1	1																				
	Contratação de consultoria especializada em PMO	4	6																				
	Envio ao Congresso Nacional	2	2																				
	Aprovação da Lei	4	6																				
2	Desenho do SEB com uma regulação que incentive o <i>truth-telling</i>	7	72																				
	Regulação e análise pela ANEEL, BC, CVM nos diversos temas	7	72																				
3	Unbundling dos produtos (Mercado de Capacidade, Mercado de Energia, Mercado de Reservas e Certificados de Energia Limpa e Instrumentos Financeiros)	7	32																				
	Definição da métrica Confiabilidade para o produto lastro (princípio GF)	7	12																				
	Definição da metodologia de atributos para Capacidade	7	12																				
	Definição do percentual de lastro e energia dos contratos legados	13	18																				
	Transferência dos contratos legados para Entidade Central	19	24																				
	Diminuição da elegibilidade para o ACL de 0,5 MW																						
	Liberalização de 100% do Mercado de Energia	25	25																				
	Realização dos leilões com Separação de Lastro e Energia	13	18																				
	Unificação da atual Energia de Reserva e Mercado de Capacidade	19	24																				
	Separação do lastro e energia	24	25																				
	Fim da penalidade de lastro	25	25																				
	Início dos Leilões de Energia	25	25																				
	Início dos Leilões de Certificados Energia Limpa	25	25																				
	Estímulo a Instrumentos Financeiros	9	32																				
	Estímulo a criação de Bolsa de Energia e Clearing House	9	32																				
	Desenvolvimento e implantação de uma Bolsa de Energia	9	31																				
	Início das operações de uma Bolsa de Energia (<i>best case scenario</i>)	32	32																				
4	Separação do fio e da comercialização na Distribuidora	7	60																				
	Segregação das atividades de fio e comercialização na Distribuidora	7	12																				
	Criação da Load Serving Entity	7	9																				
	Tarifas reguladas p/ antigos clientes cativos das Load Serving Entity das Dist	25	60																				
	Fim das tarifas reguladas	60	60																				
5	Separação do atacado e varejo	7	24																				
	Estabelecimento do limite de atacado e varejo de 3 MW	7	7																				
	Transição dos atuais agentes de mercado abaixo de 3 MW para uma LSE	10	24																				
6	Separação da figura da Comercializadora e do Corretor	7	9																				
	Definição dos papéis da Comercializadora (LSE) e do Corretor	7	9																				
	Prazo para que as atuais Comercializadoras definam que enquadramento desejam	7	9																				
7	Criação da figura regulatória do Agregador de Medição, Bolsa de Energia e Balcões Organizados	7	9																				
	Criação da figura do Agregador de Medição	7	9																				
	Criação da figura da Bolsa de Energia	7	9																				
	Criação da figura do Balcão Organizado	7	9																				

Apêndice 2: Gráficos CMO NEWAVE para cenários com térmicas de base a carvão

Apêndice 3: Resultados da Simulação do Preço por Oferta

hora	Cenário 1	Cenário 2.1	Cenário 2.2	Cenário 2.3	Cenário 2.4	Cenário 2.5	Cenário 3	Cenário 4	MWh/h
00:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	81.455,94
01:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	76.692,63
02:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	73.889,99
03:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	72.351,18
04:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	71.870,51
05:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	73.208,40
06:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	75.700,56
07:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	78.981,97
08:00	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	86.268,38
09:00	297,27	297,27	297,27	297,27	297,27	297,27	1.077,86	154,50	91.534,40
10:00	401,44	401,44	401,44	401,44	401,44	401,44	1.077,86	216,69	94.794,69
11:00	504,98	504,98	504,98	504,98	504,98	504,98	1.077,86	301,36	95.329,87
12:00	456,54	456,54	456,54	456,54	456,54	456,54	1.077,86	216,69	93.196,66
13:00	575,00	575,00	575,00	575,00	575,00	575,00	1.077,86	314,63	95.896,28
14:00	1.077,86	456,54	318,96	216,69	203,48	154,50	1.077,86	456,54	98.381,77
15:00	1.077,86	486,20	383,84	279,04	203,48	154,50	1.077,86	486,20	98.957,11
16:00	1.077,86	486,20	383,84	279,04	203,48	154,50	1.077,86	486,20	97.727,68
17:00	678,04	396,80	301,94	203,48	156,27	154,50	1.077,86	396,80	92.740,63
18:00	301,94	301,94	301,94	301,94	301,94	301,94	1.077,86	301,94	85.288,87
19:00	203,48	203,48	203,48	203,48	203,48	203,48	1.077,86	203,48	83.551,78
20:00	335,33	335,33	335,33	335,33	335,33	335,33	1.077,86	335,33	89.396,10
21:00	399,02	399,02	399,02	399,02	399,02	399,02	1.077,86	399,02	90.892,00
22:00	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83	402,83	1.077,86	402,83	92.001,23
23:00	301,94	301,94	301,94	301,94	301,94	301,94	1.077,86	301,94	88.193,47
	Cenário 1	Cenário 2.1	Cenário 2.2	Cenário 2.3	Cenário 2.4	Cenário 2.5	Cenário 3	Cenário 4	
Máximo	1.077,86	575,00	575,00	575,00	575,00	575,00	1.077,86	486,20	
Mínimo	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	154,50	1.077,86	154,50	
Média	395,08	308,17	289,95	272,86	264,04	257,84	1.077,86	265,19	
Média Ponderada	419,27	321,32	300,88	281,73	271,85	264,82	1.077,86	274,49	
Desvio Padrão	303,25	143,79	129,54	127,41	130,47	134,48	0,00	119,94	

Anexos

Anexo 1: Diagrama do ONS para Usinas Hidroelétricas do SIN: 2017-2021