Mercado Elétrico e Risco Financeiro



Organizadores

Nivalde J. de Castro

Roberto Brandão

GESEL Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ

P&D ANEEL

edp

Mercado Elétrico e Risco Financeiro

Organizadores
Nivalde J. de Castro
Roberto Brandão

PUBL!T SOLUÇÕES EDITORIAIS

Mercado Elétrico e Risco Financeiro

Organizadores
Nivalde J. de Castro
Roberto Brandão

PUBL!T SOLUÇÕES EDITORIAIS

SUMÁRIO

Apresentação **05**

Capítulo 1. Os Mercados de Energia Europeus e Americanos **09**
Nivalde José de Castro, Roberto Brandão, Carlos Rufin, Isabel Soares, Antonio Fraga Machado, Victor Gomes, Ana Carolina Chaves, André Cortes, Pedro Vardiero, Marcelo Maestrini e Paola Dourado

Capítulo 2. Os Mecanismos de Comercialização de Energia no Atacado no Brasil **51**
Nivalde José de Castro, Roberto Brandão, Victor Gomes, Antonio Fraga Machado e Paola Dourado

Capítulo 3. As Infraestruturas de Mercado no Brasil **89**
Ernani Torres e Luiz Macahyba

Capítulo 4. Proposta de Modernização da Infraestrutura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro **109**
Ernani Torres e Luiz Macahyba

Capítulo 5. Impactos Legais e Regulatórios para Implementação de Bolsa de Energia no Brasil **135**
Antonio Fraga Machado, Luiz Macahyba, Roberto Brandão e Bianca Castro

Capítulo 6. Garantias no Mercado de Energia **195**
Roberto Brandão, Luís de Magalhães Ozorio e Arthur Tavares

APRESENTAÇÃO

O atual modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado foi concebido com o mercado regulado desempenhando uma função preponderante neste segmento. De fato, o mercado livre era, no início do século, um nicho no qual grandes empresas se abasteciam em um ambiente desregulado, comprando energia das grandes geradoras. Esse modelo funcionou relativamente bem, tendo o mérito inegável de viabilizar a expansão da geração, por meio da compra centralizada de energia para as distribuidoras através dos leilões de energia nova.

A realidade do Setor Elétrico Brasileiro, porém, mudou. O mercado livre vem ganhando protagonismo na comercialização de energia, atraindo um número crescente de consumidores e dando espaço a um conjunto de agentes de menor porte e a comercializadores dedicados ao trade de energia. Este mercado se sofisticou, contanto, atualmente, com a participação, inclusive, de empresas oriundas do setor financeiro, que o utilizam para operações de especulação e financiamento que lhes conferem, hoje, considerável liquidez.

Essas mudanças trazem novas necessidades, principalmente considerando que a tendência de crescimento do mercado livre ocorre sobre bases muito frágeis. Cabe aqui citar dois problemas que devem ser endereçados para que, no futuro, o mercado livre possa assumir o protagonismo na comercialização de energia.

O primeiro deles diz respeito às infraestruturas de mercado. Apesar de hoje, assim como nos primórdios, o mercado livre congregar muitas empresas sólidas, a infraestrutura de negociação segue sendo um mercado de balcão desorganizado, sem supervisão de risco. Ou seja, não existem meios para avaliar se um agente toma riscos incompatíveis com sua capacidade financeira, notadamente assumindo posições altamente alavancadas, que fatalmente resultarão, em caso de comportamento adverso dos preços, em prejuízos para suas contrapartes. Isso cria, inclusive, o risco de que os efeitos da insolvência de um agente se propaguem pelo mercado, em um efeito em cadeia potencialmente danoso.

O segundo problema se refere a uma das peças centrais do mercado atacadista, a contabilização e liquidação das diferenças entre os montantes contratados e medidos, realizada no âmbito do Mercado de Curto Prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Pelo desenho comercial atual, em que os contratos são expressos em garantia física e não em energia, o volume de diferenças normalmente é elevado. Em situações de hidrologia adversa, destaca-se, este mercado tende a girar montantes financeiros extremamente altos, sem que exista um esquema de garantias compatível com os riscos inerentes a este cenário. Consequentemente, o

Mercado de Curto Prazo tem apresentado uma inadimplência crônica e se mostrado vulnerável a questionamentos judiciais, o que afeta um grande número de agentes e perturba o seu bom funcionamento.

Observa-se que o desenvolvimento da comercialização de energia liberalizada requer uma infraestrutura de mercado financeiramente mais robusta do que a atual, de modo que os agentes tenham a capacidade de mensurar e gerenciar os riscos aos quais estão sujeitos e seja possível assegurar, mediante supervisão financeira, que eventuais inadimplências não causem perturbações nas suas atividades.

Este livro é o resultado de um trabalho de pesquisa realizado no projeto de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica denominado *Aperfeiçoamentos Regulatórios para Introdução de uma Bolsa de Energia e de uma Clearing House*, executado, a partir do financiamento da EDP Brasil, pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), da Universidade Federal do Rio de Janeiro, e dedicado a dar suporte de conhecimento à evolução da comercialização de energia no atacado no Brasil.

O Capítulo 1 do livro apresenta o estudo dos principais mercados de energia do mundo, o europeu e o norte americano. Tratam-se de mercados que se originaram nos anos 90 e que são compatíveis com a comercialização de energia em um ambiente totalmente liberalizado. Seu estudo pode servir de referência, sem pretensões a fazer paralelos demasiado rápidos e fáceis, para um amadurecimento do mercado brasileiro de eletricidade. O Capítulo 2 trata dos mecanismos de comercialização de energia no atacado no Brasil, apresentando suas principais características, bem como suas limitações e problemas.

O Capítulo 3 é um estudo da regulação financeira do Brasil, discorrendo sobre os seus aspectos mais relevantes em linguagem simples. O foco são as infraestruturas de mercado utilizadas pelo mercado financeiro, que estão entre as mais robustas do mundo e que podem ser utilizadas pelo mercado elétrico, ajudando a endereçar alguns de seus atuais problemas.

O Capítulo 4 contém uma proposta para a modernização da infraestrutura do mercado atacadista de eletricidade, em linha com as melhores práticas internacionais e utilizando, quando possível, as infraestruturas do mercado financeiro nacional. Esta proposta inclui a criação de um mercado de energia física de curto prazo, acoplado a uma *clearing* e operando em paralelo a um mercado de derivativos financeiros de energia.

O Capítulo 5 aborda os impactos legais e regulatórios da proposta apresentada no capítulo anterior e permite avaliar, em linhas gerais, os desafios de sua implementação. Já o Capítulo 6 discorre sobre a dinâmica esperada para o uso da infra-

estrutura de mercado proposta neste livro e contém um exercício de dimensionamento das garantias que serão requeridas pelo Mercado De Energia Elétrica e pelo Mercado de Derivativos Financeiros de Energia.

Finalmente, cabe destacar que o site do projeto (https://www.projetobolsadeenergia.com.br) possui um farto material de referência sobre o tema, incluindo vídeos, gravações de videoconferências, apresentações e textos relacionados, podendo ser consultado pelos leitores que desejam se aprofundar no tema.

CAPÍTULO 1

OS MERCADOS DE ENERGIA EUROPEUS E AMERICANOS

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Carlos Rufín
Isabel Soares
Antonio Fraga Machado
Victor Gomes
Ana Carolina Chaves
André Cortes
Pedro Vardiero
Marcelo Maestrini
Paola Dorados

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado se mostrou financeiramente frágil. Ao longo da crise hidrológica, iniciada em outubro de 2012, o despacho maciço de usinas termoelétricas contribuiu para que o mercado atacadista sofresse uma série de sobressaltos. Durante esses anos de escassez hídrica, os preços de curto prazo permaneceram altos por longos períodos, de modo que muitos agentes ficaram expostos a compromissos vultosos com a compra de energia no curto prazo, os quais tiveram dificuldades de gerir. Uma das principais consequências desta problemática foi a decisão do governo de adotar, em caráter de urgência, medidas para lidar com o elevado grau de risco do mercado de energia e manter o sistema solvente (Castro *et al.*, 2017).

Ocorreram, também, situações de inadimplência no Mercado de Curto Prazo (MCP) não relativas a decisões judiciais[1]. Dentre estas, cita-se o caso de distribuidoras com problemas financeiros que deixaram de honrar seus compromissos. Mais recentemente, no início de 2019, problemas financeiros em comercializadoras operando carteiras extremamente alavancadas impediram o registro de contratos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e, consequentemente, causaram prejuízos para suas contrapartes, as quais, em alguns casos, também acabaram por apresentar problemas financeiros.

Por outro lado, nos últimos anos, o consumidor regulado passou a arcar com diversos riscos antes atribuídos aos geradores. Em 2013, a renovação das concessões de geração hídrica criou o regime de cotas, a partir do qual ocorreu a transferência do risco hidrológico às distribuidoras. Durante a crise hidrológica, algo análogo ocorreu com a energia de Itaipu e, posteriormente, com as hidrelétricas que comercializam energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as quais tiveram a oportunidade de repactuar o risco hidrológico, transferindo-o, mediante desconto, ao consumidor.

Com a crise hidrológica, as tarifas reguladas apresentaram um aumento pronunciado, o que parece estar associado como um incentivo à migração para o mercado livre, considerando que o Ambiente de Contratação Livre (ACL) passou de 24,9% do consumo total de energia, ao final de 2014, para 30,2%, ao final de

1 Em 2018, os valores efetivamente pagos mensalmente na CCEE foram em média R$ 1,65 bilhão, enquanto que a inadimplência por liminares judiciais foi em média R$ 6,86 bilhões. Já a inadimplência por outras razões, sobretudo por parte de distribuidoras com problemas financeiros, foi em média R$ 1,15 bilhão (CCEE, InfoMercado, www.ccee.org.br). Cabe ressaltar que os montantes não pagos, por qualquer razão, em um mês são contabilizados novamente no mês seguinte. Assim, se um agente fica inadimplente por vários meses, o mesmo valor é contabilizado novamente, inflando a inadimplência média no ano.

2018. Há uma expectativa de crescimento adicional do mercado livre, especialmente caso as condições de acesso sejam flexibilizadas, como vem sendo discutido e consta na minuta de Projeto de Lei originada da Consulta Pública n° 33/2017 (CP 33/2017), do Ministério de Minas e Energia (MME), sobre a alteração do marco legal do Setor Elétrico.

No entanto, o ACL ainda não dispõe de uma infraestrutura financeira robusta, uma vez que se encontra fundamentado em contratos bilaterais, sujeitos a uma supervisão financeira pouco efetiva e sem acesso a modalidades de contratação seguras e com garantia de uma clearing à disposição dos agentes.

Diante de um diagnóstico de fragilidade financeira do mercado atacadista de energia brasileiro, Castro *et al*. (2017a) defenderam, em suas contribuições à CP 33/2017, que uma das soluções para tornar o mercado de energia financeiramente robusto pode passar pela introdução da comercialização de energia em ambiente de bolsa, associada a uma clearing. Esta opção pode ser viabilizada através da utilização das infraestruturas do mercado financeiro, nomeadamente bolsas e clearings, para o gerenciamento de pagamentos de garantias e de risco no mercado de energia. O referido texto realiza um primeiro esforço de apresentar um roteiro de adaptações necessárias ao modelo de comercialização vigente, a fim de torná-lo compatível à utilização das infraestruturas do mercado financeiro e da regulação financeira brasileira.

O presente Capítulo faz um apanhado de experiências internacionais relevantes de estruturação de mercados de energia da Europa e dos EUA, apresentando as características básicas, a regulação e a infraestrutura financeira destes. Destaca-se que os mercados de energia são entendidos, aqui, no sentido largo, incluindo os mercados físicos, a negociação de derivativos em bolsas de *commodities* e a contratação bilateral, inclusive aquela realizada fora de mercados organizados.

Nesta acepção larga do termo mercado de energia, cabem infraestruturas e modalidades de contratação compreendidas sob a regulação financeira e sob a regulação elétrica, tanto na Europa, como nos EUA. Trata-se, porém, de uma situação bastante diversa da realidade brasileira, na qual o mercado de energia está todo sob a égide da regulação elétrica, utilizando uma infraestrutura financeira frágil.

Este Capítulo está estruturado da seguinte forma. A relação entre regulação financeira e regulação elétrica em mercados de energia é apresentada na Seção 1, enquanto que a Seção 2 mostra a estrutura mais geral dos mercados europeu e americano, comparando suas principais características e ressaltando suas diferenças.

A Seção 3 trata do mercado atacadista europeu, incluindo a regulação dos mercados físicos de energia, a estruturação das bolsas de energia europeias e a sua regulação

financeira, com foco nos aspectos em que esta incide sobre as transações relacionadas à energia. A Seção 4 apresenta as características centrais dos mercados americanos de energia e a Seção 5 aborda algumas implicações para um possível aperfeiçoamento do mercado atacadista de energia brasileiro, para que passe a incorporar uma infraestrutura de pagamentos e negociação financeiramente mais robusta.

1. REGULAÇÃO ELÉTRICA E REGULAÇÃO FINANCEIRA EM MERCADOS ATACADISTAS DE ENERGIA

Em geral, os mercados atacadistas de energia dos países desenvolvidos estão submetidos tanto à regulação elétrica, como à regulação financeira, uma situação diferente do que ocorre, hoje, no Brasil, onde o mercado elétrico é regulado inteiramente no âmbito da regulação elétrica.

Na Europa, assim como nos EUA, o mais comum é que os mercados físicos de energia (*spot*) estejam sujeitos apenas à regulação elétrica. destes mercados são ambientes nos quais os agentes realizam ofertas de preços e de quantidades de energia para determinar o despacho do sistema e os preços de curto prazo, em escala horária ou sub-horária. Diferentemente do que ocorre nos mercados de derivativos de energia elétrica dos países desenvolvidos, que estão diretamente subordinados à regulação financeira, os mercado físicos de energia costumam possuir a política de crédito e os cálculos de garantias regidos pelo regulador setorial, comumente estabelecendo padrões de depósitos de garantia e de segurança de transações com um nível de robustez financeira inferior aos mercados financeiros.

Por outro lado, deve-se destacar que, como os mercados físicos negociam energia no curtíssimo prazo, o risco envolvido nas transações é relativamente menor do que nos mercados de derivativos, em que são comuns contratos com prazos relativamente dilatados, envolvendo montantes de energia proporcionalmente maiores.

Em todos os casos estudados, as negociações a prazo ocorrem, seja em ambiente de bolsa, portanto já sujeitas diretamente à regulação financeira, seja através de contratos bilaterais de prazos mais longos, os quais, no pós-crise de 2008, tendem a ficar submetidos, na maior parte dos países, à supervisão e ao monitoramento dos reguladores financeiros. A regulação financeira para derivativos de energia e para contatos de prazos mais longos é, então, a regra.

Por outro lado, mesmo estando os mercados físicos sujeitos, na maior parte dos casos, à regulação elétrica, esta procurou incorporar na sua definição de política de

crédito e de gestão de garantias alguns dos princípios e instrumentos típicos da regulação financeira.

No Brasil, não existe, hoje, algo equivalente a estes mercados físicos de curto prazo, uma vez que o modelo comercial está baseado em contratos, muitas vezes de longo prazo, regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Já o despacho é definido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sem ofertas de curto prazo dos agentes, e os preços de curto prazo são calculados por modelos computacionais, sem a participação de mecanismos de mercado. Observa-se que a contratação nos prazos típicos do mercado regulado brasileiro, variando de um mês a vários anos, está, nos países estudados, comumente na esfera da regulação ou da supervisão financeira.

1.1. REGULAÇÃO ELÉTRICA E REGULAÇÃO FINANCEIRA

O principal foco da regulação econômica do setor elétrico é a fixação de tarifas. Em mercados liberalizados, o regulador elétrico tem como função central calcular as tarifas para o monopólio natural das redes elétricas. Em países, como o Brasil, onde não há a desverticalização total das atividades de monopólio natural (redes elétricas) das atividades potencialmente competitiva de comercialização de energia, o regulador também determina uma tarifa elétrica integral (rede mais energia) para os consumidores regulados.

Já em países onde houve a liberalização total das atividades competitivas de geração e comercialização, a regulação econômica fica restrita à determinação das tarifas de acesso à rede. Assim, no caso das atividades de geração e comercialização, o regulador elétrico trata, apenas, da regulação técnica e de aspectos ligados à competição.

A lógica para a fixação de tarifas para um consumidor regulado passa por calcular qual a receita capaz de proporcionar o equilíbrio econômico para uma empresa regulada operando de forma eficiente. Esta receita é a soma da remuneração justa para o capital investido, acrescida dos custos operacionais eficientes. Neste sentido, as tarifas dos consumidores regulados são calculadas de modo que a empresa aufira esta receita ao longo de um ano.

A supervisão financeira, contudo, não faz parte das atividades básicas da regulação dos monopólios naturais e, por isso, não costuma estar no foco da regulação elétrica. A razão para isso é que empresas operando em monopólio natural, em princípio, têm baixo risco de insolvência (Castro *et al.*, 2018).

Já a regulação e a supervisão de risco das atividades competitivas do setor elétrico (geração e comercialização) podem, em ambientes de mercado, ser desempenha-

das tanto pela regulação financeira (regulação e supervisão de risco dos mercados de capitais), quanto pela regulação elétrica. Cabe ressaltar, porém, que a regulação elétrica do Brasil não apresenta um bom histórico em desenhar um sistema de pagamentos e garantias robusto, como foi visto na seção introdutória deste Capítulo. Para desempenhar esta função com maior efetividade, seria preciso incorporar os princípios e as ferramentas da regulação financeira de mercados à regulação do mercado elétrico ou utilizar as infraestruturas do mercado e da regulação financeira já existentes para esta finalidade.

A regulação do setor financeiro tem um contexto bastante diferente daquele que caracteriza o *core* da regulação econômica do setor elétrico. O setor financeiro compreende atividades competitivas e com formação de preços de produtos e serviços em mercado. Não há, aqui, um monopólio natural a ser regulado ou consumidores cativos, como ocorre no setor elétrico. No entanto, apesar do caráter competitivo das atividades financeiras, trata-se de um setor altamente regulado e sujeito a uma supervisão financeira estrita.

Neste sentido, a regulação do setor financeiro apresenta dois focos principais. O primeiro deles é a busca de eliminar eventuais distorções ou assimetrias de mercado, monitorando a difusão de informações e as práticas de agentes que possam caracterizar poder de mercado. O segundo foco é verificar se os agentes que operam em um mercado tomam riscos proporcionais à sua capacidade de suportá-los, ponto que será tratado em detalhes, a seguir (Torres Filho; Martins, 2017).

A supervisão financeira ocorre tanto no nível das instituições financeiras, como das infraestruturas dos mercados de capitais. No caso dos bancos, a supervisão financeira é importante para evitar que a quebra de uma instituição gere fortes prejuízos para terceiros – os aplicadores de recursos e as contrapartes em operações com a instituição com problemas – e, no limite, produza um "efeito dominó", arrastando outros agentes à quebra e multiplicando o efeito nocivo para a sociedade.

Já a robustez do mercado de capitais e das infraestruturas do mercado é necessária para proporcionar um ambiente de mercado seguro às instituições financeiras, bem como para prevenir que um agente qualquer se exponha a riscos que não seja capaz de suportar, o que, novamente, pode acarretar em prejuízos a terceiros e, ao fim, a todo o mercado.

A regulação financeira tem princípios e ferramentas próprias que serão resumidos abaixo. Ela utiliza ferramentas de supervisão de risco e de gestão de garantias e se preocupa com a construção de mecanismos de segurança que permitam que os riscos tomados por um agente não se propaguem para outros (Torres Filho; Martins, 2017; Torres; Macahyba, 2019).

A medição do risco a que os agentes estão sujeitos é a peça central da supervisão dos mercados financeiros, sendo a base para a gestão de riscos e para a construção de mecanismos de segurança para o mercado. Deste modo, para medir o risco a que um agente está sujeito, é preciso conhecer sua carteira de ativos e ser capaz de simular como o valor desta carteira e dos compromissos a ela associados podem se comportar.

Conhecendo o risco a que um agente está sujeito, a supervisão financeira procura verificar a proporcionalidade entre patrimônio e risco, isto é, se o agente possui uma situação patrimonial que lhe permita suportar um prejuízo em sua carteira, em uma situação de stress de mercado[2].

O regulador financeiro não se restringe, porém, a uma avaliação patrimonial do agente regulado, verificando, também, a adequação dos ativos ao tipo de risco que é suportado. Não basta que o agente tenha patrimônio proporcional ao risco, uma vez que deve estar investido em ativos com qualidade e liquidez suficiente para serem mobilizados em prazo compatível com a natureza dos riscos que estão sendo tomados. Por exemplo, o regulador financeiro desconta do patrimônio de referência eventuais investimentos em ativos imobilizados, notoriamente com baixa liquidez, o que tem como consequência uma forte tendência para que os bancos aluguem os imóveis que utilizam ao invés de comprá-los.

Além disso, a supervisão financeira comumente adota a prática de marcação a mercado dos ativos dos agentes, ou seja, estes ativos são avaliados continuamente, não pelo valor de aquisição acrescido de juros (marcação na curva), mas através de sua cotação no mercado ou da cotação de ativos equivalentes. Com isso, as avaliações patrimoniais, as necessidades de capital dos bancos e a necessidade de aportes de garantias nos mercados organizados são calculadas em função do valor da liquidação da carteira no mercado a cada momento.

Outra prática comum na regulação financeira é a segregação de ativos. Muitas vezes, não basta que os ativos utilizados para suportar o risco tomado pelo agente constem nos demonstrativos financeiros. Assim, exige-se que estes ativos estejam segregados, seja na forma de depósitos compulsórios (certa percentagem dos depósitos à vista e a prazo dos bancos deve necessariamente ser depositada no Banco Central), seja na forma de ativos vinculados, como é o caso

2 Este é o princípio por trás, por exemplo, do Índice de Basileia. O regulador observa a razão entre o patrimônio referência de cada banco e o valor total de seus ativos ponderados pelo risco embutido em cada um deles. Quanto maior este índice, mais sólido é considerado o banco. O indicador abaixo de um valor crítico leva a supervisão financeira a agir preventivamente para exigir maior capitalização do banco ou, no limite, decretar a sua intervenção. Recentemente, a regulação financeira se sofisticou ainda mais e passou a contemplar outros tipos de risco, como o de mercado e o operacional. Assim, a regulação financeira atual exige dos bancos capital para suportar uma maior gama de riscos do que no Acordo de Basileia original

dos depósitos de garantias nas clearings financeiras. Destaca-se que as garantias das clearings ficam vinculadas às operações que garantem, o que ocorre mesmo se o agente sofra intervenção, liquidação ou entre em recuperação judicial.

Conforme mencionado, o mercado atacadista de energia brasileiro é, hoje, regido estritamente pela legislação do setor elétrico. A peça legal fundamental é a Lei n° 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto n° 5.163/2004, sendo competência da ANEEL a regulação do mercado de energia, através da convenção de comercialização, das regras e dos procedimentos de comercialização, entre outros atos.

Na prática, a comercialização de energia está sob a égide da regulação elétrica em todos os seus aspectos, desde a apuração e contabilização das diferenças entre energia medida e contratos em base horária na CCEE, no âmbito do Mercado de Curto Prazo, até a contratação de energia de muito longo prazo, através dos Leilões de Energia Nova, para o mercado regulado. Observa-se que esta contratação é caracterizada por contratos de até 35 anos, no caso de projetos hidroelétricos, dos quais cinco anos são para construir o empreendimento e mais 30 anos de suprimento de energia.

Nos mercados atacadistas de países desenvolvidos, a regra é que os mercados de energia estejam sujeitos em parte à regulação financeira e em parte à regulação elétrica. As principais características dos mercados atacadistas de eletricidade europeus e americanos são apresentadas na Seção 2, a seguir. Já Seção 3 analisa, mais a fundo, o mercado elétrico europeu, incluindo a regulação elétrica a nível continental (Subseção 3.1), a estrutura de suas bolsas de energia físicas (Subseção 3.2) e a regulação financeira (Subseção 3.3). A Seção 4, por sua vez, trata dos mercados de energia americanos, abordando a regulação dos mercados físicos na Subseção 4.1 e a divisão de competências entre a regulação elétrica e financeira na Subseção 4.2.

2. DESENHO DOS MERCADOS ATACADISTAS EUROPEUS E AMERICANOS

Nos principais mercados atacadistas europeus, a compra e venda de energia elétrica é realizada em três diferentes tipos de mercado, apresentados a seguir.

A contratação de médio e longo prazo dentro ou fora de bolsa é objeto de regulação financeira. Parte desta contratação é realizada em bolsas de *commodities*, através da negociação de contratos futuros e contratos a termo e opções, e está sujeita à regulação financeira. Além disso, as plataformas de negociação de derivativos de energia e os agentes com posições em contratos bilaterais fora de bolsa precisam

fornecer informações continuamente aos reguladores, o que se intensificou após a crise financeira de 2008. Deste modo, hoje, os agentes operando no setor elétrico devem fornecer a posição de suas carteiras à supervisão de mercados, incluindo contratos bilaterais (firmados fora de ambiente de bolsa), até o início do dia seguinte à negociação (ver Subseção 3.3.4).

Os mercados diário e intradiário[3] são o segundo tipo de mercado observado nos países europeus. O mercado diário é um leilão realizado todos os dias com geradores e comercializadores para determinar o despacho ideal ao longo do dia seguinte, bem como os preços a cada intervalo de tempo. O mercado intradiário, por sua vez, permite que os agentes ajustem suas posições entre o fechamento do mercado diário e pouco tempo antes do tempo real.

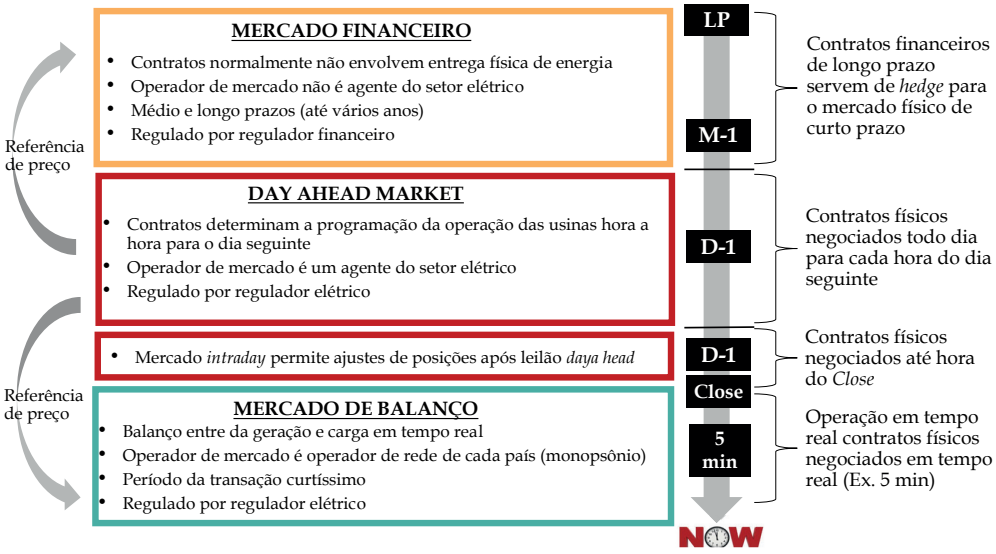
Na Europa, há diversas bolsas de energia, hoje acopladas entre si, que negociam contratos a termo com entrega física de energia para o curto prazo (um dia ou menos) para mais de um país. Algumas bolsas foram criadas no âmbito da regulação elétrica do país onde estão constituídas, como é o caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e do Nord Pool, e possuem as tarifas de seus serviços definidas pelos reguladores. Em outros casos, são bolsas mercantis, ou seja, que visam o lucro e não possuem tarifas reguladas (ver Subseção 3.2).

Por fim, os mercados de balanço (*real time*) permitem o ajuste em tempo real da geração à carga e são geridos por cada operador do sistema, a nível nacional e não regional.

A estrutura dos mercados europeus de eletricidade pode ser mais bem compreendida a partir da consulta à Figura 1, comentada abaixo.

3 O esquema descrito na Figura 1 é o adotado na maior parte dos mercados elétricos europeus e, sobretudo, por todas as economias de maior porte. Alguns países, porém, adotam desenhos distintos para os mercados físicos. Na Irlanda e na Grécia, o despacho é feito pelo operador do sistema, não pelo mercado, considerando que os agentes de geração firmam contratos de longo prazo que não envolvem entrega física de energia. Já Croácia, Chipre e Malta possuem um modelo de comprador único, em que os geradores firmam *Power Purchase Agreements* (PPA) de longo prazo com o próprio. Em todos os mercados citados, a falta de concorrência e o fato de os geradores terem receitas previsíveis devido à contratação de longo prazo reduzem a necessidade de *hedge* e, com isso, a demanda por outras modalidades de contratação a prazo (ACER, 2015).

Figura 1: Estrutura dos mercados atacadistas europeus



Fonte: EDP Brasil.

Já nos mercados financeiros, ou seja, em bolsas de *commodities*, é possível comprar energia em contratos com prazos variados, que chegam há vários anos. O preço de referência para tais contratos costuma ser o preço do mercado diário e, normalmente, são puramente financeiros, logo não envolvem entrega física de energia[4] e liquidados em dinheiro, não em energia.

Para um agente do setor elétrico, o objetivo de tais contratos é fazer *hedge* dos preços de energia de curto prazo. Por exemplo, um gerador pode vender contratos futuros para um período mais à frente pela cotação do momento, se protegendo, assim, das variações dos preços de curto prazo. Agentes do mercado financeiro, como *tradings*, bancos ou fundos de investimento, também operam nestes mercados, normalmente oferecendo *hedge* para agentes interessados, tipicamente geradores e comercializadores, e fazendo operações de arbitragem e de financiamento. Tais mercados estão sujeitos à regulação financeira, liquidam suas operações através de uma clearing financeira

4 Em alguns mercados, estão disponíveis contratos futuros físicos, isto é, contratos que, caso levados a vencimento, são liquidados em energia e não em dinheiro. O Operador do Mercado Ibérico (OMIP), Polo Português, opera uma bolsa de derivativos que negocia tanto contratos financeiros (liquidados apenas em dinheiro), como contratos físicos. Caso o detentor de um contrato físico deseje levá-lo a vencimento, a posição do agente será considerada na abertura do leilão do mercado diário. Porém, como é comum em mercados de *commodities*, os agentes tendem a utilizar instrumentos liquidados em dinheiro e não em produtos físicos, uma vez que tais instrumentos são mais adequados àqueles interessados em prover liquidez e *hedge* aos demais agentes de mercado.

e devem fornecer, em regime contínuo, informações à entidade responsável pela supervisão financeira.

Os agentes também podem firmar contratos de prazos maiores fora de ambiente de bolsa, os quais costumam ser financeiros, caso em que não precisam estar registrados a um operador do mercado elétrico[5]. De todo modo, de acordo com a regulação financeira europeia (ver Subseção 3.3.4), a posição de um agente em contratos bilaterais precisa ser informada ao regulador em regime praticamente contínuo, de modo a permitir a supervisão de eventuais práticas anticompetitivas, bem como a prevenção da montagem de posições excessivamente alavancadas.

Nos mercados físicos de energia europeus (mercado do dia seguinte e intradiário), ocorre, todos os dias, um leilão reunindo agentes de geração e de consumo para a contratação do fornecimento de energia elétrica do dia seguinte. Os agentes fazem ofertas de preços e de quantidades de energia, a cada intervalo do mercado do dia seguinte e em cada uma das regiões por ele atendidas.

Assim, a cada intervalo de mercado, são aceitas as propostas de geradores até que sejam suficientes para cobrir a demanda. A proposta mais cara aceita forma o preço a que todos os agentes estão sujeitos em cada intervalo de mercado. Observa-se que, após o leilão do dia seguinte, os agentes ainda têm oportunidade de ajustar suas posições no mercado intradiário.

Hoje, os mercados diários e intradiários de todos os principais mercados europeus se encontram acoplados. Por isso, os lances do lado da oferta ou da demanda de um mercado podem compor tanto o suprimento local, como, se houver capacidade de transmissão, outros mercados.

Na Europa, os mercados *spot* estão dispensados de seguir as regras da regulação financeira para sua organização (ver Subseção 3.3.2). Deste modo, tais mercados podem praticar políticas creditícias definidas pelo regulador setorial ao qual estão sujeitos. A gestão de risco e de garantias adotada em cada uma das bolsas de energia física europeias costuma ser regulada pelo regulador elétrico ao qual está subordinada. Entretanto, neste caso, também não há homo

5 Destaca-se que também existem contratos bilaterais físicos. Todos os mercados europeus de porte relevante funcionam no regime de *net-pool*, no qual os contratos físicos são considerados para efeito da determinação do despacho. Estes contratos podem ser contratos bilaterais ou contratos internos entre empresas de grupos verticalizados. Para serem considerados no mercado diário e na determinação do despacho, os contratos devem ser registrados no operador do mercado diário. Na prática, porém, muito embora esta possibilidade exista e seja utilizada, os agentes puramente financeiros e os agentes do lado do consumo tendem a preferir contratos liquidados em dinheiro.

geneidade, pois, embora não seja obrigatório, é facultado o uso de infraestruturas do mercado financeiro para gestão de pagamentos e garantias[6].

Além disso, as políticas creditícias adotadas nos mercados físicos variam amplamente. Por um lado, existem bolsas, como o Operador do Mercado Ibérico Espanhol (OMIE), que adotam uma política creditícia que implica, em caso de inadimplência, no compartilhamento de perdas entre os agentes. No outro extremo, o Nord Pool *Spot*, mesmo estando sujeito à regulação elétrica e não à regulação financeira, desenvolveu um esquema de pagamentos e garantias mais robusto em termos de exigência de aportes de garantias, o qual em tudo se assemelha a *clearings* financeiras e, efetivamente, garante as transações, sem compartilhar perdas de inadimplência entre os agentes.

As principais bolsas de energia física do continente estão localizadas no Norte da Europa (Nord Pool), no Reino Unido (Elexon), na Alemanha (*European Energy Exchange*, EEX), na Espanha (OMIE) e na França (EPEX). Destaca-se que, apesar de todos os países europeus obedecerem às diretivas comunitárias, cada um possui a sua própria legislação e regulação. Assim, cada um destes mercados obedece às regulações nacionais do país onde atua, o que faz com que haja uma considerável diversidade na forma de estruturação dos mercados regionais europeus.

Por exemplo, o OMIE é regulado pela *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), o regulador do setor elétrico espanhol. Já o Nord Pool é regulado pela *Norwegian Water Resources and Energy Directorate* (NVE) e possui licença para operar em diversos países europeus.

Finalmente, os mercados de balanço permitem que cada operador do sistema faça o ajuste fino entre geração e carga em sua área de atuação. Em tais mercados, os agentes que estão programados para operar ou que dispõe de recursos que podem ser acionados em prazos curtos fazem ofertas de preços e quantidades ao operador do sistema, para aumentar ou diminuir a geração ou a carga. Assim, em tempo real, o operador do sistema aciona os recursos disponíveis para igualar a geração e a carga ao menor custo.

Cabe observar que, como o mercado de balanço é operado por uma instituição distinta do mercado diário e intradiário, há sistemas próprios de pagamentos e garantias em cada um deles, regidos pelo regulador nacional. Deste modo, os agentes europeus

6 Como exceção, têm-se os mercados físicos servidos pela *European Commodity Clearing* (ECC), uma *clearing* financeira utilizada tanto por mercados físicos, como por mercados de *commodities* energéticas pertencentes a *European Energy Exchange*, uma empresa do grupo alemão Deutsche Börse. Em 2016, a ECC liquidou 521 TWh em contratos físicos de energia elétrica de mercados a que serve e 3.942 TWh em derivativos de energia elétrica (www.ecc.de/ecc-en/about- ecc/company/facts-figures). A ECC também oferece serviços para mercados *spot* de gás e de emissões.

que operam no mercado de derivativos, no mercado físico e no mercado de balanço terão que gerenciar três conjuntos de regras de liquidação e de aportes de garantias.

Atualmente, há um esforço da União Europeia no sentido de padronizar e integrar os mercados de balanço, permitindo o acesso de um operador do sistema aos recursos de reserva de outros países. Isto implica na padronização das formas em que os operadores acionam estes recursos, assim como dos sistemas que disponibilizam as ofertas de preços e quantidades dos agentes, estabelecendo-se os mesmos intervalos às ordens de despacho e ao tempo de liquidação para os diversos mercados nacionais[7] (ver Subseção 3.2).

Os mercados elétricos americanos também estão divididos em mercados sujeitos à regulação financeira, isto é, bolsas de *commodities* que transacionam derivativos de energia (ver Subseção 4.2), e em mercados físicos, regulados por um regulador elétrico. Como desenho geral, as bolsas de *commodities* americanas são estruturalmente semelhantes às europeias, tendo em vista que todas transacionam contratos padronizados, sejam futuros, termos ou opções, que se referem aos preços *spot* de um dos mercados físicos de energia.

Já o desenho básico dos mercados físicos americanos tem várias diferenças em relação ao europeu. Nos EUA, cada mercado *spot* possui um operador do sistema que também é o operador do mercado (ver Subseção 4.1). Com isso, o desenho dos mercados físicos é mais simples do que o europeu, considerando que há apenas dois mercados e dois preços, o *day-ahead* e o *real time*.

No mercado diário, os geradores e, em alguns casos, as cargas flexíveis fazem ofertas de preços e de quantidades para o dia seguinte ao operador, bem como informam diversos parâmetros técnicos. Não há, porém, um leilão ao estilo europeu, uma vez que é o operador quem determina o despacho ótimo diário com base nas informações recebidas, considerando o estado real da rede.

Assim, o operador comunica, aos agentes do mercado físico, a programação da operação de cada um para o dia seguinte. Em tempo real, os lances fornecidos previamente pelos agentes são utilizados para fazer o ajuste fino entre a geração e a carga, ao mínimo custo. Como, nos EUA, todos os mercados físicos estão a cargo de uma mesma instituição, os agentes operando nestes mercados devem lidar apenas com um conjunto de regras de liquidação e de aporte de garantias, diferentemente do que ocorre na Europa.

7 Esta integração dos mercados de balanço tem duas motivações. Por um lado, com maior número de agentes fazendo ofertas de preços para o mesmo serviço, reduz-se o poder de mercado dos agentes. Por outro lado, trata-se de um passo importante na integração dos mercados elétricos europeus.

No que diz respeito ao regime de remuneração dos mercados físicos de energia, os mercados americanos possuem suas tarifas reguladas pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), com exceção do ERCOT (Operador de Mercado do Texas), que é regulado pela *Public Utilities Commision of Texas* (PUCT). Não há, portanto, uma diversidade nos regimes de remuneração, como ocorre na Europa.

Nota-se que as políticas de garantias e de gestão de risco dos mercados *spot* são mais homogêneas nos EUA do que na Europa. Todos os mercados americanos adotam políticas de crédito compatíveis com a FERC Order n° 741, que estabelece parâmetros mínimos para procedimentos associados a garantias (ver Subseção 4.1), e seguem alguns procedimentos característicos dos mercados financeiros, como depósito prévio de garantias e chamadas de margem. No todo, porém, a infraestrutura financeira é bem menos robusta do que uma *clearing* financeira, uma vez que os agentes podem operar, ainda que parcialmente, com um limite baseado apenas em seu risco corporativo e, em caso de inadimplência de um participante, há o compartilhamento das perdas entre os demais.

Outro ponto distintivo dos mercados americanos é o uso dos preços marginais locacionais, calculados pelo operador do sistema/mercado. Na Europa, os mercados físicos tendem a representar as restrições de rede de forma simplificada, o que é importante para o desenho de um mercado baseado em leilões, pois a divisão da rede em regiões relativamente extensas permite maior concorrência entre os agentes e aumenta a liquidez.

Nos EUA, o procedimento padrão é calcular preços considerando uma representação da rede o mais próxima possível da realidade, o que dá lugar, potencialmente, a um grande número de preços, diferenciados por sua localização a cada intervalo de mercado. Como consequência, bolsas de *commodities* americanas, em alguns casos, oferecem produtos que permitem aos agentes fazer *hedge* de preços em uma barra específica da rede. Um bom exemplo é a *Nodal Exchange*, bolsa de derivativos do grupo alemão EEX, que se firmou no mercado oferecendo derivativos que permitem aos agentes fazerem *hedge* de preços nas principais barras dos mercados físicos americanos.

A Tabela 1, abaixo, apresenta de forma resumida, as principais características dos mercados *spot* europeus e americanos, tratados ao longo desta seção.

Tabela 1: Principais características dos mercados *spot* americanos e europeus

	Europa	EUA
Organização dos mercados	Mercados *spot* são regionais e interligados, com crescente integração entre os mercados. Operador do sistema normalmente é nacional. Há bolsas mercantis e outras reguladas pelo custo do serviço. A diversidade da estruturação reflete o fato de a criação de cada mercado ter ocorrido respeitando a legislação e a regulação dos países de origem	Mercados *spot* são regionais. Operador do sistema é o operador do mercado. Operadores são entidades sem fins lucrativos com tarifas reguladas pela FERC.
Estrutura dos operadores de mercado	Operador do mercado é responsável pelos mercados diário e intradiário, que negociam contratos a termo. Operador do sistema administra o mercado de balanço.	Agentes fazem ofertas de preços para o mercado diário e operador do sistema faz a programação diária com base nestes preços. Ofertas para o mercado diário também são utilizadas para o mercado de tempo. real.
Preços	Preços são formados em mercado. Mercado diário e intradiário são por área, isto é, com uma representação simplificada da rede, mas que oferece maior liquidez aos leilões.	São adotados preços marginais locacionais, calculados por um programa que representa a rede de forma granular, utilizando dados técnicos e econômicos dos agentes.

Política de crédito	Tanto nos EUA como na Europa, mercados *spot* podem organizar seus sistemas de pagamentos e garantias à margem da regulação financeira. A política de crédito incorpora alguns princípios da regulação financeira: Depósito prévio de garantias; Cálculo de margens; Garantias são normalmente baratas para agentes; e O operador do mercado desempenha o papel de contraparte central simplificada, que não garante as transações, com o compartilhamento de perdas em caso de inadimplência.	
	Na Europa, há exceções. O Nord Pool Spot tem um sistema de garantias semelhante a uma clearing financeira e os mercados *spot* atendidos pela ECC, do Grupo EEX, usam uma clearing financeira.	

Fonte: Elaboração própria.

3. O MERCADO ELÉTRICO ATACADISTA EUROPEU

O mercado europeu de eletricidade é uma composição de diversos mercados atacadistas regionais. Apesar do caráter de regionalidade, o aparato regulatório no nível europeu está direcionado para a progressiva construção de um mercado elétrico continental, através da integração dos mercados regionais. Neste sentido, há uma crescente homogeneização dos procedimentos regulatórios e operacionais dos mercados físicos, de forma que já é possível a realização de transações entre os mercados, no plano dos mercados diários e intradiários. Mais recentemente, o mesmo foi realizado com os mercados de balanço e os operadores de sistema passaram a ter acesso a recursos situados fora de sua área física de controle.

3.1. REGULAÇÃO DOS MERCADOS DE ENERGIA: COMISSÃO EUROPEIA

As áreas de atuação da regulação dos mercados elétricos europeus podem ser sintetizadas em duas principais frentes. A primeira são as diretrizes elaboradas pela Comissão Europeia, que focam na liberalização dos mercados de energia elétrica e no desenvolvimento das ligações transfronteiriças entre os mercados nacionais, a fim de caminhar em direção à meta de construção de um mercado único europeu. A segunda são as normas que disciplinam a estruturação e o funcionamento dos mercados regionais de eletricidade no atacado, que regem questões relacionadas ao varejo e à distribuição de eletricidade em cada país, tratadas pelos reguladores nacionais.

Nos anos 90, foram realizadas diversas iniciativas de liberalização do mercado, que tiveram como pontos de partida a quebra da estrutura verticalmente integrada das empresas nacionais e a redução do foco na segurança do suprimento com recursos estritamente locais. As reformas no continente seguiram duas linhas. A primeira foi a emissão de diretivas comunitárias, requerendo dos Estados membros o cumprimento de objetivos dentro de um plano de liberalização dos mercados elétricos. Já a segunda linha foram as melhorias na integração entre os mercados nacionais, tanto por meio do aperfeiçoamento das regras de comércio internacional de energia, quanto através do reforço às linhas de transmissão transfronteiriças (Jamasb; Pollitt, 2005).

Estas duas linhas de políticas de desenvolvimento objetivam, no longo prazo, a formação de um mercado único europeu de energia, permitindo que as empresas da comunidade europeia possam competir em todos os Estados membros.

Destaca-se que as Diretivas da Comissão Europeia n°s 92/1996 e 54/2003 tiveram foco no desmembramento da indústria e na gradual abertura do mercado (Jamasb; Pollitt, 2005)[8]. Paralelamente, a Comissão Europeia também emitiu o Regulamento n° 1.228/2003, que tratou das condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço e tinha como objetivo central estabelecer regras igualitárias neste âmbito, regras de atribuição de capacidades de interligação disponíveis entre as redes de transporte nacionais e a harmonização das tarifas de transpor-

8 A Diretiva nº 54/2003, em particular, aprofundou a competição entre as empresas através da garantia de livre acesso à rede e da constituição de reguladores independentes. Esta Diretiva buscava atingir:

i) A separação dos operadores do sistema de transmissão e distribuição do resto da indústria;

ii) A livre entrada de novos agentes no segmento de geração;

iii) O monitoramento de práticas competitivas no fornecimento;

iv) A abertura total do mercado;

v) A promoção de energias renováveis;

vi) O fortalecimento do papel do órgão regulador; e

vii) A constituição de um Mercado Europeu Único.

te. Posteriormente, a Comissão Europeia diagnosticou que as medidas tomadas à época não foram eficazes na criação da capacidade de interligação necessária para a formação de um mercado plenamente integrado[9]. Em especial, identificou-se que seria necessário intensificar a cooperação e a coordenação entre os operadores das redes de transportes, com o objetivo de criar regras e recomendações para o fornecimento e a gestão do acesso efetivo e transparente à rede de transporte de energia transfronteiriço.

Com este fim, o Regulamento n° 714/2009 criou a Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade (REORT), que buscou promover a plena realização do mercado interno e transfronteiriço de eletricidade, assegurando a gestão otimizada, a exploração coordenada e uma consistente evolução técnica da rede europeia de transporte de eletricidade.

Mais tarde, a Comissão Europeia emitiu o Regulamento n° 1.222/2015, que buscou aperfeiçoar as orientações disposta no Regulamento n° 714/2009. A evolução centrou-se na definição de regras harmonizadas mínimas para a integração dos diversos mercados europeus, do dia seguinte e intradiários, com o estabelecimento de uma metodologia comum para determinar volumes de capacidade entre as diferentes zonas de oferta, de critérios na avaliação da eficiência e, também, de um processo de revisão na definição de zonas de ofertas.

Em 2011, foi criada a Agência para a Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER, na sigla em inglês), com a função de promover a cooperação entre os reguladores europeus de energia. A Agência, instituída pelo *Third Energy Package*, surgiu como parte do processo de conclusão da implementação do mercado europeu de eletricidade e gás natural. Como agência independente da União Europeia, a entidade busca garantir o equilíbrio dos quadros regulatórios, a fim de alcançar as metas comuns da política energética europeia, ou seja, a instituição de um mercado competitivo e integrado, a eficiência da estrutura energética para a livre circulação transfronteiriça de energia e o monitoramento de um mercado transparente com preços justos e sem práticas de mercado abusivas (ACER, 2019).

De acordo com a Regulação para Integridade e Transparência dos Mercados Atacadistas de Energia (REMIT) (ver Subseção 3.3.4), a ACER também desempenha funções de monitoramento e supervisão dos mercados de energia, incluindo

9 Foram identificados obstáculos à venda de eletricidade em igualdade de condições, sem discriminação ou desvantagem, em toda a comunidade. Observou-se que ainda não existia um acesso não discriminatório à rede, nem uma supervisão regulatória eficaz por parte dos Estados membros, continuando a existir mercados isolados. Neste sentido, ver a exposição de motivos do Regulamento da Comissão Europeia n° 714/2009 e as Comunicações da Comissão, de 10 de janeiro de 2007, intituladas "*Perspectivas para o mercado interno do gás e da eletricidade*" e "*Inquérito nos termos do artigo 17º do Regulamento (CE) nº 1/2003 sobre os sectores europeus do gás e da eletricidade (relatório final)*".

os mercados *spot* e a contratação financeira, realizada em bolsas de derivativos, em mercados de balcão ou em contratos bilaterais.

A última fronteira à integração dos mercados europeu é a integração dos mercados de balanço dos diversos operadores de sistema, a qual se encontra em fase de progressiva implantação. Deste modo, com a criação da ACER e a integração dos mercados diário, intradiário e, em breve, dos mercados de balanço, conclui-se a criação do mercado europeu de eletricidade.

3.2. BOLSAS FÍSICAS MERCANTIS E BOLSAS REGULADAS

Diferentemente do que ocorre nos EUA, onde todos os mercados *spot* de energia são organizações sem fins lucrativos, regulados pela FERC e com tarifas por ela aprovadas, a Europa tem uma grande diversidade de formas de estruturação de bolsas de energia física, um reflexo do fato de tais instituições estarem constituídas segundo a legislação própria de seus países de origem (Soares, 2019). De forma geral, podem ser caracterizados dois tipos de bolsas de energia, na Europa, transacionando energia física (mercado diário e intradiário): a bolsa mercantil ou comercial e a bolsa regulada através do custo de serviço (Meeus, 2011).

As bolsas mercantis ou comerciais (*Merchant Power Exchange*) são entidades com fins lucrativos em que o "*core business*" é constituído por serviços de transação de energia. Este tipo de bolsa investe em infraestruturas de mercado e a sua rentabilidade depende de diversas taxas aplicadas aos utilizadores da bolsa (taxa de registro do utilizador e taxas anuais de associação) e do volume de transações executadas (comissões sobre os volumes transacionados). Estas bolsas de energia foram criadas por iniciativa dos agentes de mercado, por instituições financeiras, pelos operadores de sistema de transmissão ou por uma combinação destas entidades privadas (Boisseleau, 2004).

Em um primeiro momento, foi criada uma série de bolsas mercantis, a citar: APX (Holanda), Belpex (Bélgica), BSP South Pool (Eslovênia e Sérvia), EXAA (Áustria), EEX (Alemanha), OTE (República Checa), PolPX (Polónia), Powernext (França) e PXE (República Checa e Eslováquia). Em um segundo momento, porém, ocorreram processos de fusão e aquisição por parte das bolsas mencionadas.

Já as bolsas reguladas pelo custo do serviço (*Cost-of-service regulated Power Exchanges*) são bolsas sem fins lucrativos ou, alternativamente, instituições com lucro regulado, cujas receitas dependem de tarifas aprovadas para atividades previamente autorizadas. Tal como as bolsas mercantis ou comerciais, algumas bolsas reguladas pelo custo do serviço cobram taxas aos seus utilizadores, porém estas taxas são definidas pela entidade reguladora ou pelo ministério da tutela. Em suma, estas bolsas estão

sujeitas à regulação econômica. Exemplos são: GME (Itália), HUPX (Hungria), OMIE (Espanha e Portugal), OPCOM (Roménia), Power Pool (Grécia) e SEMO (Irlanda).

A origem deste tipo de bolsa de energia advém de iniciativa pública ou do operador do sistema de transmissão. No primeiro grupo, estão as iniciativas públicas com vista à criação de uma bolsa de energia detida pelo Estado ou com regulação pelo custo do serviço, como é o caso de OMEL e GME. No segundo grupo, os operadores do sistema de transmissão receberam um mandato para criar uma bolsa de energia regulada segundo o modelo de *cost-of-service*, como a SEMO, que foi fundada, em 2006, na Irlanda, e que é uma *joint venture* entre o operador de sistema (TSO) Eirgrid e a SONI (Operador de Sistema de Transmissão para a Irlanda do Norte). De igual modo, a HUPX, da Hungria, e a Power Pool, da Grécia, são subsidiárias, respectivamente, pelos operadores de sistema MAVIR e HTSO.

Finalmente, é importante salientar que este tipo de bolsa executa um portifólio de tarefas para além dos serviços de transação de energia. Por exemplo, o OMEL possui, também, a tarefa de alocar os pagamentos de capacidade, o que consiste em um esquema de incentivo público destinado à promoção da adequação da capacidade de geração. No caso italiano, o GME deve gerir o congestionamento interno do país e, na Grécia, a Power Pool deve executar o despacho das usinas geradoras. Já na Irlanda, a SEMO deve alocar os pagamentos de capacidade, tal como o OMEL, e executar o despacho das centrais geradoras, como na Grécia.

Segundo Lee (2010), existe um pressuposto de que o modelo comercial é a melhor estrutura de governo para uma bolsa, mas a expectativa dos benefícios potenciais pode não vir a se materializar. O autor aponta diversos argumentos negativos associados a este tipo de organização, sendo o mais importante a situação em que a bolsa de energia tem uma posição dominante no aprovisionamento de um ou mais dos seus mercados de serviços e consegue tirar partido do seu poder de mercado, atuando de forma anticompetitiva. Como exemplo, citam-se a cartelização da oferta de serviços de transação, a aprovação de regras em proveito próprio ou ineficientes e a dissuasão de acesso à bolsa, procurando afastar a concorrência ou praticando preços de monopólio.

As bolsas podem possuir, também, caraterísticas de monopólio natural, considerando que os sistemas de transações podem se beneficiar de uma externalidade de rede positiva, uma vez que liquidez atrai liquidez. Além disso, a literatura empírica, como, por exemplo, Hasan e Malkamäki (2001) e Schaper (2009), já demonstrou a existência de consideráveis economias de escala nas bolsas. Por outro lado, os mercados *spot* acabam por prestar um serviço público, na medida em que os preços praticados são referência para a maioria dos contratos financeiros e dos derivativos de eletricidade.

Historicamente, a maior parte das bolsas começou a operar em zonas que correspondiam às zonas de controle dos operadores de sistema de cada país (ou a nível regional, veja-se o MIBEL), mas, atualmente, existem várias bolsas de energia competindo na mesma zona. Destaca-se que é clara a tendência para o reforço da monopolização das infraestruturas de mercado de eletricidade e o fenômeno não é recente. Isto se deve, por um lado, às fusões e aquisições, como o caso da Powernext e da EEX se fundindo na EPEX, em 2009, e, um ano depois, a aquisição da BELPEX pela APX. Por outo lado, as bolsas de energia estão cada vez mais organizando transações entre zonas, as quais tradicionalmente eram realizadas por transações de eletricidade em OTC (*Over-the-Counter*).

Entretanto, em março 2018, os operadores de sistema e as bolsas de energia, na Europa, lançaram um sistema único de transações intradiárias dos mercados de eletricidade (XBID), o qual permite a realização de transações de energia entre diferentes zonas, uma hora antes do fornecimento. Este projeto entrou em funcionamento em junho de 2018 e constitui uma peça fundamental na concretização de um mercado único de eletricidade europeu. Assim, ao permitir as transações de energia até uma hora antes da entrega, o XBID representa um avanço muito importante ao que já existia, considerando que, em 2014, os mercados *spot* (*day-ahead*) já estavam ligados, mas o mercado intradiário funcionava apenas para as áreas de mercado Nórdica-Báltico.

Esta nova organização de mercado assegura o crescimento da liquidez dos mercados intradiários. Trata-se, inicialmente, de uma organização conjunta de Áustria, Bélgica, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha e Suécia. As bolsas de energia envolvidas nesta iniciativa foram EPEX SPOT, GME, Nord Pool e OMIE, embora os operadores de sistema da Europa Oriental e dos países bálticos tenham também colaborado no desenvolvimento do XBID, bem como o operador de sistema de eletricidade e gás da Estônia (Elering).

3.3. REGULAÇÃO FINANCEIRA EUROPEIA PARA OS MERCADOS DE ENERGIA

No âmbito da União Europeia, foi estabelecido um conjunto de regras acerca das atividades relacionadas a investimentos e serviços financeiros, buscando tornar os mercados financeiros mais justos, eficientes, transparentes e integrados. Originalmente, o conjunto de regras visava aumentar a competitividade dos mercados financeiros, através da criação de um mercado único para oferta de produtos financeiros, tais como ações, derivativos, serviços de crédito, entre outros. Contudo,

a crise financeira de 2008 e seus desdobramentos evidenciaram a necessidade da adoção de um arcabouço regulatório mais robusto, de modo a fornecer maior proteção ao investidor.

Na Europa, o estabelecimento de um arcabouço regulatório voltado para operações financeiras possui amplas implicações para os mercados de *commodities* e, consequentemente, para as transações envolvendo mercados de energia. Assim, a presente seção tem como objetivo descrever, de forma breve e objetiva, a infraestrutura de regulação europeia para os mercados de *commodities*, com especial ênfase às questões que envolvem os mercados de energia europeus.

Neste sentido, são apresentadas as duas Diretivas de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFID I e MiFID II), que estabelecem as regras que disciplinam o comportamento dos agentes nos mercados financeiros e determinam o funcionamento destes mercados em uma perspectiva ampla. Posteriormente, é analisada, de forma mais específica, a regulação dos contratos de derivativos transacionados nestes mercados, a Infraestrutura de Regulação de Mercados Europeus (EMIR). Por fim, é apresentado o mecanismo regulatório criado especificamente no âmbito dos mercados de energia, a REMIT.

Observa-se que, no que diz respeito especificamente ao monitoramento e à supervisão dos mercados atacadistas de energia regidas pelo REMIT, a regulação europeia atual incide tanto sobre mercados físicos (*spot*), como sobre mercados financeiros (derivativos), compreendendo transações em mercados organizados e em mercados de balcão, bem como contratações bilaterais fora de ambientes organizados.

3.3.1. A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros

A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFID) foi criada em 2004 e entrou em vigor em novembro de 2007, trazendo os derivativos de *commodities* para o escopo da legislação europeia pela primeira vez. A MiFID tem como objetivos primários aumentar a transparência dos mercados financeiros pertencentes à União Europeia e estabelecer padrões regulatórios consistentes.

Deste modo, buscou-se a implementação de um arcabouço regulatório único para todos os membros da União Europeia, de modo a proteger os investidores atuantes nestes mercados. Destaca-se que o MiFID pode ser considerado um dos pilares da regulação europeia de mercados financeiros, impactando significativamente a negociação de derivativos de *commodities*.

Através da MiFID, foram implementadas medidas como, por exemplo, requerimentos de transparência e o estabelecimento de padrões de condutas para as

transações realizadas no âmbito destes mercados. Além disso, a MiFID contempla requerimentos referentes à autorização para atuar em mercados regulados, medidas de prevenção ao abuso de poder de mercado e, ainda, regras para a admissão e utilização de instrumentos financeiros (EC, 2019a).

Ainda que a MiFID tenha criado condições para o aumento da competição entre os diferentes tipos de serviços financeiros, reduzindo custos para os investidores, o período financeiro turbulento atravessado, sobretudo após a crise de 2008, evidenciou a necessidade de importantes aperfeiçoamentos na Diretiva.

3.3.2. A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros II e a Regulação de Mercados e Instrumentos Financeiros

O arcabouço regulatório da MiFID foi revisado em 2014, dando origem à Diretiva denominada MiFID II, que entrou em vigor em janeiro de 2018. Em linhas gerais, o objetivo da MiFID II é aumentar os parâmetros de segurança dos mercados financeiros europeus, estabelecendo um novo código de conduta para as transações e buscando níveis mais altos de transparência e de publicidade das informações relacionadas aos mercados.

Destaca-se que outro objetivo da MiFID II é reestruturar a credibilidade e a funcionalidade dos sistemas financeiros, após a exposição de suas deficiências, em função da crise de 2008 e de seus desdobramentos. Além de amentar o rigor da regulação das transações em mercados financeiros da União Europeia, a MiFID II abrange uma gama maior de produtos financeiros do que a MiFID[10].

No âmbito da MiFID II, foi criada uma regulação específica denominada Regulação de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFIR), que trata da implementação de uma série de requisitos para as organizações e de condutas para os agentes que atuam nos mercados financeiros europeus.

De acordo com a EC (2019c), os requisitos implementados pela MiFIR incluem:

i) A divulgação de dados relativos às operações realizadas nos mercados para o público em geral;

10 De forma mais específica, a EC (2019c) elenca as medidas através das quais a MiFID II busca reforçar a segurança dos mercados, quais sejam:

a) Assegurar que as operações nos mercados de derivativos sejam realizadas através de plataformas reguladas e que sejam autorizadas ou reconhecidas pela legislação europeia;

b) Regulamentar e registrar os algoritmos (*circuit-breakers*, por exemplo) utilizados nas operações de alta frequência;

c) Aumentar a transparência e aperfeiçoar os mecanismos de supervisão de mercados financeiros, endereçando algumas deficiências observadas nos mercados de derivativos; e

d) Ampliar a proteção aos investidores por meio do aperfeiçoamento dos códigos de conduta e das condições de competição para os mercados.

ii) A divulgação de dados das operações para entidades reguladoras e supervisoras;

iii) A determinação de que as negociações de produtos financeiros ocorram em ambientes específicos; e

iv) A eliminação de barreiras entre as plataformas de negociação e as entidades prestadores de serviços de compensação, de modo a preservar maiores níveis de concorrência.

Adicionalmente, destaca-se que, de acordo com a Regulação n° 565/2017, os contratos *spot* são isentos do arcabouço estabelecido pela MiFID II. É o caso, por exemplo, de contratos que envolvem entrega física de energia, como aqueles dos mercados do dia seguinte, intradiário, entre outros (Epex, 2019). Isto permite que tais mercados pratiquem políticas creditícias definidas pelo regulador setorial.

Assim, os mercados físicos de energia podem optar por não utilizar uma clearing sujeita à regulação financeira, adotando, ao invés, um desenho de pagamentos e garantias simplificado. Já as bolsas que negociam derivativos de energia não possuem esta opção, estando necessariamente sujeitas à regulação financeira europeia.

3.3.3. A Infraestrutura de Regulação de Mercados Europeus e a Autoridade Europeia de Valores Mobiliários e Mercados

Os contratos de derivativos envolvem riscos elevados, conforme foi evidenciado pela crise de 2008, iniciada nos EUA e que, posteriormente, se espalhou pelo mundo. Um acordo celebrado pela cúpula do G20, em 2009, definiu a necessidade da adoção de medidas para mitigar os riscos envolvidos em contratos de derivativos, dando origem à EMIR. Os principais objetivos da EMIR são:

i) Aumentar a transparência nos mercados de derivativos de balcão;

ii) Mitigar riscos de crédito; e

iii) Reduzir riscos operacionais.

Em linha com o princípio de aumentar a transparência nos mercados de derivativos europeus, a EMIR determina que informações detalhadas de cada contrato de derivativo devem ser registradas em repositórios de transações[11], ficando disponíveis às autoridades incumbidas de tarefas de supervisão. Além disso, as transações de OTC e os derivativos listados em bolsa devem ter suas posições agregadas publicadas por classe de derivativo. Destaca-se, ainda, a atuação da Autoridade Europeia de

11 Os repositórios de transações são entidades que centralizam e mantém registro das transações de derivativos de balcão.

Valores Mobiliários e Mercados (ESMA, na sigla em inglês), responsável pela supervisão dos repositórios de transações e pela credibilidade das operações (EC, 2019b).

Criada em 2011, em função das recomendações apontadas no relatório de Laroisière, de 2009, a ESMA tem como objetivos principais promover a proteção dos investidores, garantindo resposta aos seus direitos e deveres, manter o bom funcionamento do mercado, através de integridade, transparência e eficiência, e zelar pela estabilidade financeira, por meio de mecanismos e instrumentos que assegurem a resistência estrutural do mercado em quadros de crises, choques e desequilíbrios econômico-financeiros.

Para alcançar estes objetivos, a ESMA utiliza um conjunto de medidas e atividades, dentre as quais, destacam-se a realização sistemática de avaliações de risco para investidores, mercados e estabilidade financeira, a elaboração de normas técnicas únicas para os mercados financeiros da União Europeia, a promoção da padronização de melhores práticas de supervisão das autoridades e instituições e a supervisão direta de entidades financeiras específicas (EC, 2019b; ACER, 2019).

Com relação à mitigação de riscos de crédito, a EMIR introduziu regras para reduzir o risco de contraparte presente nos contratos de derivativos. Mais especificamente, a entidade determina que os contratos de derivativos de balcão devem ser liquidados através de contrapartes centrais de compensação[12] (CCP, na sigla em inglês), as quais estão submetidas a requisitos rigorosos prudenciais, organizacionais e de conduta de negócios. Um exemplo de uma *clearing* regida pela EMIR, que é utilizada como infraestrutura de pagamentos e garantias para derivativos e contratos do mercado físico do setor elétrico, é a ECC, do grupo alemão EEX.

Por outro lado, para contratos de derivativos não compensados pela CCP, devem ser adotadas medidas específicas de mitigação de riscos, tais como a documentação de todos os termos estabelecidos em contratos, a avaliação dos contratos em bases diárias, a utilização de mecanismos de resoluções de conflitos, entre outros (Deloitte, 2019).

A regulação da EMIR exige, ainda, que os participantes monitorem e adotem medidas de mitigação de riscos operacionais associados aos contratos de derivativos, os quais são riscos específicos que envolvem, por exemplo, fraudes e erros humanos (EC, 2019b).

12 As CCPs são entidades financeiras que atuam como intermediário entre as partes nas transações de contratos de derivativos, tomando o risco de contraparte e fornecendo mecanismos de liquidação e compensação.

3.3.4. A Regulação para Integridade e Transparência dos Mercados Atacadistas de Energia

A REMIT é um arcabouço regulatório adotado em 2011, voltado especificamente para mercados de energia, com o objetivo de aumentar a sua estabilidade e a transparência (Regulação EU nº 1.227/2011). Deste modo, a REMIT busca reforçar a supervisão e o monitoramento dos mercados de energia, compreendendo tanto os mercados *spot*, como os mercados de derivativos, e abarcando "*mercados regulados, ambientes de negociação multilateral, mercados de balcão, transações e contratos bilaterais, tanto diretas como através de brokers*" (Regulação EU nº 1.227/2011).

Esta regulação substituiu um arcabouço de monitoramento e supervisão de mercados que era específico de cada setor (energético e financeiro) e de cada país. Além disso, a REMIT estabelece a autoridade da ACER no que diz respeito às transações de mercados de energia.

Destaca-se que os principais elementos da REMIT são:

i) A definição de abuso de mercado, o que inclui tentativas de manipulação por parte de agentes e *insider trading*;

ii) A proibição explicita do abuso do poder de mercado;

iii) A obrigação de que os participantes do mercado de energia se registrem na agência regulatória nacional competente, a qual compartilha as informações sobre agentes com a ACER;

iv) O requerimento de divulgação, por parte dos agentes participantes, de suas transações no mercado de energia; e

v) A obrigação, para as empresas atuantes nos mercados, de reportar transações que possam vir a ser consideradas suspeitas de abuso de poder de mercado ou *insider information*.

Os produtos financeiros contemplados pela REMIT incluem contratos físicos e financeiros de eletricidade ou de entrega de gás natural, no âmbito da União Europeia. Mais especificamente, são contemplados produtos como contratos de fornecimento e de transporte e transações com derivativos. Nota-se que os contratos de fornecimento para clientes com capacidade técnica para consumo de menos que 600 GWh, por ano, não precisam ser reportados no âmbito da REMIT, o mesmo se aplicando a transações que já seguem as regras da EMIR. Além disso, as informações sobre transações nos mercados atacadistas de energia devem ser reportadas à ACER por ambas as partes (comprador e vendedor).

4. O MERCADO ELÉTRICO ATACADISTA NORTE-AMERICANO

O setor elétrico norte-americano foi o primeiro a introduzir mecanismos, reformas e diretrizes regulatórias que permitissem a competição no segmento de geração e o desenvolvimento de mercados atacadistas (Pires, 1999). Historicamente, a liberalização do mercado ocorreu de forma gradual, a partir da publicação, em 1978, do *Public Utilities Regulatory Policy Act*, conhecido como *Purpa Act*, e do *Energy Policy Act*, em 1992. No entanto, a disseminação e materialização destas políticas regulatórias no setor ocorreram de maneira bastante heterogênea entre os estados norte-americanos, haja vista o elevado grau de autonomia destes frente ao governo federal.

Neste contexto, pode-se dizer que a configuração geográfica dos Estados Unidos e o fato de os sistemas elétricos serem, originalmente, sistemas de âmbito estatual, com pouca ou nenhuma interconexão entre os estados e uma regulação estritamente local, contribuíram para que a interconexão, quando ocorreu, constituísse sistemas elétricos regionais autônomos. Desta forma, o avanço da liberalização do setor elétrico nos EUA se configurou a partir de empresas com alto poder de concentração e integração de mercados, que desenvolveram redes de transmissão inter-regionais independentes (Pires, 1999).

Ao longo da trajetória evolutiva do setor e como consequência das políticas liberalizantes, vários grupos proprietários de sistemas de transmissão se organizaram sob a forma de Operadores Independentes do Sistema (ISO) ou de Operadores Regionais de Transmissão (RTO). Os ISOs operam, coordenam e monitoram, de forma centralizada e independente, o sistema de energia elétrica, garantindo a competição pela geração de eletricidade entre os participantes do mercado atacadista e evitando práticas discriminatórias e de abuso de poder. Estes podem operar em um único estado ou em uma extensão interestadual, tendo como regra principal a presença de uma única tarifa em sua área de atuação.

Já os RTOs operam exclusivamente os sistemas de transmissão de energia elétrica em escala regional. Na prática, estas organizações possuem um papel muito semelhante ao dos ISOs, porém tendem a atuar em áreas maiores e possuem algumas exigências e requisitos distintos.

Nos Estados Unidos, não existe um mercado atacadista a nível nacional. Deste modo, os mercados são regionais, sob a gestão e controle dos ISOs ou RTOs. Entretanto, a estrutura de mercado é diferente dos mercados regionais europeus.

Na Europa, cada país possui o seu operador da rede de transporte, que opera apenas o mercado de balanço (ajustes em tempo real para manter a igualdade entre geração e carga), enquanto os mercados regionais de energia são geridos por entidades independentes, com atuação supranacional, responsáveis apenas pelas transações no mercado do dia seguinte e intradiário. Já nos EUA, o operador do mercado é sempre o operador do sistema, gerindo o mercado do dia seguinte e as transações em tempo real.

Os mercados americanos seguem um modelo centrado em negociações de curto prazo, com preços nodais. Grande parte destes mercados está organizada em sistemas de pool, nos quais os agentes comercializam energia, principalmente, no mercado do dia seguinte (*Day-ahead Market*, DAM) e no mercado em tempo real (*Real Time Market*).

Alguns dos principais ISOs e RTOs norte-americanos são: Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), Nova York ISO (NYISO), Midwest ISO (MISO), New England ISO (NEISO), California Independent Service Operator Corporation (CAISO), Southwest Power Pool (SPP), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) e Northwest, Southwest e Southeast.

Os RTOs e ISOs foram formados por diversas empresas de serviço público, as quais, por sua vez, concederam o controle e a gestão de seus sistemas a estas entidades independentes. Em geral, as grandes *holdings* dos mercados atacadistas são integradas verticalmente, ou seja, são proprietárias dos sistemas dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, de modo a realizar uma atuação multirregional. Além de empresas ligadas a *holdings*, participam dos mercados grandes e pequenas empresas com atuação apenas em geração ou comercialização (FERC, 2019; Pires, 1999).

Os sistemas operativos dos ISOs e RTOs baseiam-se nas ofertas dos agentes, consideradas para a determinação do despacho econômico, enquanto as demais áreas, com destaque para o sudeste do país, operam sob estruturas de mercado tradicionais, verticalizadas. Nos mercados americanos, os agentes fornecem, no dia anterior ao despacho, dados técnicos e econômicos de suas instalações, a partir dos quais o operador do sistema faz a programação dos despachos.

Diferentemente do que ocorre na Europa, não há, nos EUA, um leilão para o mercado de dia seguinte. Assim, o operador do sistema programa a operação do dia seguinte, considerando as ofertas dos agentes e a configuração real do sistema de transmissão, e calcula os preços nodais, os quais podem ser diferenciados por barra do sistema. Em contraste, na Europa, o mercado do dia seguinte é baseado em um leilão e o cruzamento da oferta com a demanda, em um intervalo de mercado, define o preço e quais os agentes que estarão programados para gerar.

Na Europa, as ofertas dos agentes são realizadas para regiões do sistema e estas costumam ser uma representação simplificada do sistema de transmissão. Tal simplificação é decorrente, em parte, da necessidade de ter competição no mercado. Se os leilões fossem segmentados por barra do sistema, em algumas situações em que apenas poucos agentes pudessem fazer ofertas para uma barra específica, poderia haver poder de mercado por partes destes participantes, de modo a auferirem ganhos extraordinários, algo que é evitado em um leilão por região.

Por outro lado, em um despacho ideal originado em um leilão por região, pode haver algum nível de descasamento com o despacho em tempo real, no qual o operador do sistema precisa considerar todas as restrições de rede. Já nos EUA, este tipo de problema não ocorre, pois o mercado diário não funciona como leilão, mas como um conjunto de ofertas vinculantes dos agentes ao operador, que programa a operação considerando o estado real do sistema.

Nos mercados atacadistas americanos físicos de curto prazo, existem, pelo menos, dois tipos de mercado, o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real. Também são negociados os chamados direitos financeiros de transmissão (*Financial Transmission Rights*, FTRs), que permitem que os agentes façam *hedge* para eventuais diferenças entre preços em duas barras do sistema, possibilitando, assim, a gestão de risco.

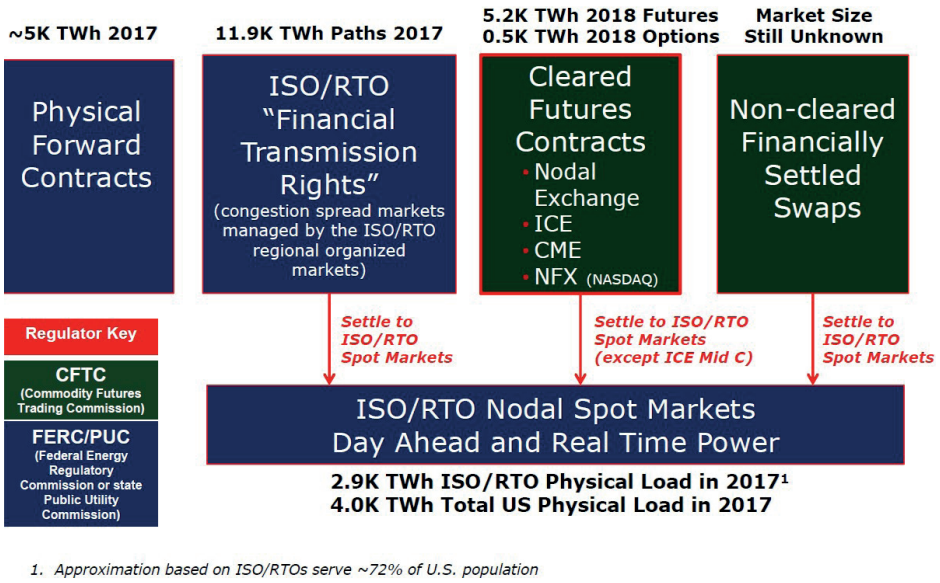
Nota-se que a NYISO, PJM, NEISO, CAISO e ERCOT possuem mercados do dia seguinte e em tempo real. Além disso, a NYISO, PJM e NEISO também possuem mercado de capacidade. Estes três tipos de mercados são regulados pela FERC, o regulador elétrico federal, responsável pelo comércio interestadual de energia.

A Figura 2 apresenta um quadro mais geral e os grandes números do mercado atacadista americano, incluindo os mercados físicos regulados pela FERC, os mercados dos estados que não liberalizaram a comercialização de energia no atacado e a contratação em instrumentos financeiros regulados pela *U.S. Commodity Futures Trading Commission* (CFTC).

Nota-se que a carga total dos EUA, em 2017, foi de aproximadamente 4 mil TWh, dos quais 2,9 mil TWh corresponderam aos ISOs e RTOs. Neste mesmo ano, havia 5 mil TWh de contratos físicos de energia[13] para entrega a termo com qualquer prazo, entre aqueles regulados pela FERC e por reguladores estaduais (*Public Utilities Commissions*).

13 Incluem-se contratos em estados que não liberalizaram ou retrocederam na liberalização de seus mercados de energia, bem como a contratação de geração renovável centralizada em contratos de longo prazo.

Figura 2: Mercado de energia americano



Fonte: Nodal Exchange (2019).

Os FTRs, instrumento que protege um agente de eventuais diferenças de preços entre barras ocasionadas pela congestão na rede, representaram 11,9 mil TWh, em 2017. O volume é expressivo aos preços por barra praticados nos EUA, expondo os agentes a flutuações potencialmente altas do preço local e do prazo de tais contratos, que pode ser elevado.

Os derivativos negociados em bolsa e com *clearing* financeira são regulados pela CFTC e, em 2018, tiveram um volume de 5,7 mil TWh, entre contratos futuros e opções. Finalmente, há um volume não conhecido, mas estimado como elevado, de contratos bilaterais de balcão, que não utilizam uma *clearing* financeira e não são reportados para o regulador. Observe-se que, neste aspecto, a regulação americana é menos robusta do que a europeia, onde os agentes operando no mercado de energia possuem, hoje, a obrigação de reportar suas posições também neste tipo de contrato (ver Subseção 3.3.4).

No que diz respeito ao sistema de pagamentos e garantias, a maioria dos operadores de mercado físico desempenham funções de contraparte central de seus mercados[14], ou seja, compradores de todas as operações de venda e vendedores de todas as operações de compra. Assim, os agentes vendedores vendem energia para o *pool* e os agentes compradores compram energia do *pool*.

14 Alguns destes mercados possuem sua própria entidade de *clearing*, como o PJM (PJM Settlement).

Destaca-se que estas contrapartes centrais dos mercados de energia são reguladas pela FERC, não por um regulador financeiro, e não possuem as funções típicas das clearings financeiras. Notadamente, elas não assumem, de fato, o risco das transações, atuando apenas na gestão e no cálculo das garantias.

Em caso de inadimplência, em um primeiro momento, é realizado um rateio dos débitos inadimplentes entre os agentes credores. O operador do mercado então executa as garantias depositadas e, caso estas se mostrem insuficientes para cobrir o débito, o prejuízo apurado é suportado pelo conjunto dos agentes, incluindo tanto os que estavam credores no momento da inadimplência, como os demais. Em tais casos, o operador do mercado busca recuperar os recursos do agente inadimplente, sendo parte da recuperação judicial ou do processo de falência. Eventuais valores assim recuperados são repassados posteriormente aos agentes.

Nota-se que os mercados regulados pela FERC tratam primordialmente de transações de curtíssimo prazo. Os agentes que desejam gerenciar seu risco precisam utilizar outros instrumentos, podendo ir de contratos bilaterais a operações em bolsas de *commodities* que negociem derivativos de energia.

As principais plataformas de negociação de derivativos de energia nos mercados financeiros norte-americanos são a New York Mercantile Exchange (NYMEX), pertencente ao grupo CME, a ICE Futures S.A., do grupo Intercontinental Exchange (ICE), e o NodalExchange (Grupo EEX). Elas estão sujeitas à regulação financeira e, no que tange especificamente a *commodities* de energia, são reguladas pela CFTC.

4.1. REGULAÇÃO DOS MERCADOS ATACADISTAS FÍSICOS

Nos Estados Unidos, os agentes envolvidos com a comercialização interestadual de energia elétrica são regulados a nível federal pela FERC e a nível estadual pelas *Public Utilities Commissions* (PUC). Complementarmente, estes agentes são regulados, no que tange a questões antitrustes, a nível federal pelo Department of Justice (DOJ) e a nível estadual pela *Attorney General* (AG). Todos os ISOs e demais concessionárias norte-americanas estão sujeitas às conformidades do *North American Electric Reliability Council* (NERC), incluindo diversas concessionárias canadenses e uma mexicana.

O governo federal norte-americano é responsável pela regulamentação e determinação das tarifas das redes de transmissão interestaduais, como também pelo quadro regulatório e normativo dos mercados atacadistas. No âmbito estadual e municipal, são tratados os critérios regulatórios para a comercialização no mercado de varejo e os valores das tarifas de energia elétrica do segmento de distribuição. Em escala local, por sua vez, são abordadas questões relacionadas à esfera socioambien-

tal e à implementação dos projetos energéticos no território. Esta estrutura regulatória fragmentada e ramificada deu origem a uma ampla variedade de estruturas e modelos de mercado (GESEL, 2015).

Criada em 1977, pelo *Department of Energy Organization Act*, e herdando a maioria das responsabilidades da *Federal Power Commission* (FPC), a FERC é uma agência independente que regula a transmissão interestadual de gás natural, petróleo e eletricidade, além de projetos de gás natural e hidroeletricidade (FERC, 2019). As normas emitidas pela FERC frequentemente possuem um caráter geral, cabendo aos operadores de mercado propor alterações às suas respectivas regras de funcionamento que se enquadrem nas novas normas da Comissão. A FERC aprecia tais propostas, podendo aprová-las de imediato ou exigir modificações (FERC, 2019).

A Comissão possui, basicamente, três categorias de funções, quais sejam, administrativa, regulatória e de litígio, organizadas segundo repartições individuais. Em geral, as atividades da FERC são definidas de acordo com seus segmentos de atuação, sendo estes eletricidade, gás natural, gás natural liquefeito, hidroeletricidade, óleo e a fiscalização do mercado em si. No que diz respeito ao setor elétrico, a FERC atua nos mercados atacadistas de energia, na confiabilidade elétrica, no investimento, no planejamento e na alocação de custos dos sistemas de transmissão, na resposta à demanda e nas fusões e transações corporativas.

Entre as suas principais funções, destacam-se (i) a regulamentação da transmissão e da venda no comércio interestadual de energia elétrica no atacado, (ii) a revisão de certas fusões, aquisições e transações societárias, envolvendo empresas de energia elétrica, (iii) a promoção da infraestrutura nacional de energia, incluindo instalações de transmissão adequadas, (iv) a proteção do padrão de confiabilidade do sistema de transmissão de alta tensão interestadual, através de padrões obrigatórios de confiabilidade, (v) o monitoramento e a investigação dos mercados de energia e (vi) a aplicação dos requisitos regulatórios, através da imposição de sanções civis e outros meios (FERC, 2019).

Por outro lado, estão fora do escopo da FERC a regulamentação da venda de eletricidade e gás natural no varejo, a aprovação para a construção física de instalações de geração elétrica, bem como a regulamentação das atividades dos sistemas municipais, das agências federais de comercialização de energia, como a *Tennessee Valley Authority*, e da maioria das cooperativas elétricas rurais (FERC, 2019).

Ressalta-se que a principal responsabilidade da FERC é "*proteger o consumidor da exploração por empresas de energia elétrica não competitivas*". Para tal, a Comissão faz uso de dois mecanismos: a regulação para o segmento de transmissão e a concorrência para o segmento de geração.

No que diz respeito especificadamente à organização das políticas creditícias dos mercados elétricos, a regulação em vigor é a Diretriz nº 741/2010, da FERC. Esta diretriz foi emitida após a crise financeira de 2008 e teve como objetivo central melhorar a gestão de risco dos mercados elétricos atacadistas norte-americanos, através de práticas de crédito mais robustas. Desta forma, buscava-se maior transparência, consistência e clareza na cobrança de taxas pela transmissão e na venda de energia elétrica. Com as novas práticas de crédito, a FERC esperava fornecer maior estabilidade aos mercados e a seus participantes. Deste modo, a Comissão estabeleceu:

i) A implementação de um período de faturamento e liquidação não superiores há sete dias;

ii) A redução na alocação de crédito não garantido para não mais de US$ 50 milhões, por participante de mercado, e um limite agregado por família corporativa, em cada mercado elétrico, de no máximo de US$100 milhões de crédito não garantido;

iii) A eliminação do crédito não garantido para os mercados de FTR;

iv) A participação dos ISOs ou RTOs como parte de cada transação, de modo a eliminar qualquer ambiguidade ou dúvida quanto à sua capacidade de gerenciar *defaults*, através da compensação das obrigações de mercado;

v) Critérios mínimos para participação no mercado;

vi) O esclarecimento de quando os ISOs ou RTOs podem exigir garantias adicionais, invocando uma cláusula de "alteração adversa relevante" das condições de mercado; e

vii) Um período de carência padrão para as chamadas de margem (*cure colateral calls*).

Observa-se que cada um dos pontos da reforma foi discutido entre os agentes antes da determinação de um posicionamento final. Por fim, cada um dos RTOs e ISOs foram obrigados a apresentar pedidos de reformulação de diretrizes e revisões tarifárias, de maneira a comprovar a conformidade das tarifas elétricas, incluindo uma das seguintes opções:

i) O estabelecimento de uma contraparte central;

ii) A exigência de que os participantes do mercado forneçam garantias financeiras para suas transações, ao mesmo tempo em que os requisitos de garantias passaram a ser estabelecidos baseados nas exposições líquidas dos partici-pantes;

iii) A proposição de alternativa que forneça o mesmo grau de proteção das opções "a" e "b"; ou

iv) O estabelecimento de exigências de crédito para participantes do mercado com base nas suas obrigações brutas.

Após o envio dos pedidos de conformidade, verificou-se que os mercados CAISO, NYISO, NEISO, PJM e ERCOT optaram pelo estabelecimento de uma contraparte central, dentre outras ações. Vale ressaltar que os mercados norte-americanos são entidades sem fins lucrativos e que a atuação como contraparte central não implica na assunção do risco de inadimplência, como ocorre nas *clearings* financeiras, resultando, na prática, em um compartilhamento organizado das perdas por inadimplência entre os agentes. Já os mercados MISO e SPP adotaram medidas de exigência mínima de capital, garantias financeiras adicionais e certificações para gerenciamento e proteção ao risco.

4.2. COMPETÊNCIA REGULATÓRIA SOBRE O MERCADO DE ENERGIA

Em 1936, foi implementado, nos Estados Unidos, o *Commodity Exchange Act* (CEA), alterando o *Grain Futures Act* (1922), a partir do qual todas as negociações de *commodities* e de mercado futuro passaram a ser necessariamente transacionadas em bolsas organizadas. Observa-se que os mercados futuros de *commodities* são, também, conhecidos como *Designated Contract Markets* (DCM).

Com a fundação da *Commodity Futures Trading Commission*, em 1975, a regulação das bolsas de *commodities*, inclusive aquelas que negociam produtos elétricos, passaram a ser de sua responsabilidade, em substituição ao antigo *U.S. Department of Agriculture's Commodity Exchange Authority*, provocando significativas alterações no CEA e, consequentemente, no *Grain Futures Act*.

A CFTC é uma entidade federal independente que regulamenta os mercados futuros e de opções, através da estrutura legal do CEA. Sua principal função é promover a abertura, a solidez, a transparência, a competitividade e a eficiência nos mercados financeiros, evitando a difusão de riscos sistêmicos, garantindo a integridade financeira dos processos de liquidação e protegendo os agentes de práticas fraudulentas e abusivas, com a abrangência de todos os produtos relacionados ao CEA.

A partir de 2003, o valor total dos *swaps*, derivativos de balcão, via de regra negociados fora dos mercados organizados, cresceu em ritmo acelerado e esta classe de produtos viria a se tornar um dos elementos centrais da crise do mercado financeiro vivenciada, pelos EUA, durante os anos de 2007 e 2008. Ao longo deste período, os mercados de energia passaram a sofrer especulações excessivas, com destaque para o setor de óleo e gás, no qual o petróleo atingiu valores elevados.

Devido à verificação de casos envolvendo manipulação de preço do gás natural, a CFTC iniciou uma análise detalhada acerca das negociações transacionadas em bolsas e nos *Exempt Commercial Markets* (ECM)[15], a fim de examinar as negociações de mercados futuros no mercado de energia. Além disso, a CFTC criou um Comitê Consultivo de Mercados de Energia, com o objetivo de tratar questões pontuais e regulatórias envolvendo o setor energético.

Como resposta à crise financeira, o governo norte-americano promulgou, em 2010, a Lei de Reforma e Proteção ao Consumidor, conhecida como Lei Dodd-Frank, que buscou aumentar a transparência e a rigidez na regulamentação dos mercados de *swaps*, expandindo os poderes exclusivos de jurisdição da CFTC. Desta forma, além das transações futuras, executadas e liquidadas em bolsas e em câmaras de compensação, a Comissão passou a regular e supervisionar *swaps* (dentre os quais se encontram os *swaps* de energia) negociados, executados ou liquidados em bolsas de valores ou em *clearing houses*.

A importância da Lei Dodd-Frank para o setor elétrico reside nas alterações provocadas no CEA, com a inclusão das Seções 4 (c)(6)(A) e (B), nas normas de isenção de *swap* (*Swap Exemption*) e no avanço sobre a supervisão e regulamentação de derivativos de balcão. Assim, muitos derivativos OTC passaram a se enquadrar nos requisitos do CEA e, portanto, à autoridade legal da CFTC.

O desenvolvimento dos mercados atacadistas de energia elétrica com produtos que envolvem compromissos de entrega futura (mercados do dia seguinte e de direitos de transmissão) abriu uma questão sobre a jurisdição regulatória a eles pertinente. Estes produtos do mercado elétrico podem ser considerados derivativos de *commodities* e, assim, é possível interpretar a lei federal para sustentar que tais produtos devem estar sujeitos à supervisão da CFTC e não da FERC.

Em princípio, os produtos do mercado *spot* do setor elétrico são considerados *commodities* de energia e, por isso, estariam sujeitos à regulação da CFTC. Porém, os mercados elétricos físicos entraram com uma petição coletiva, composta por diversos RTOs e ISOs (ERCOT, CAISO, ISO-NE, MISO, NYISO e PJM), solicitando, à CFTC, a isenção de operações específicas, dispostas nas diretrizes do CEA, e do regime regulatório desta Comissão. Deste modo, a fim de evitar conflitos sobre competências, as duas entidades concordaram em deixar esses mercados sob a supervisão da FERC e colocar quaisquer outros derivativos vinculados à eletricidade sob a competência da CFTC.

As características dos mercados elétricos, particularmente no tocante à necessidade de balanço instantâneo de oferta e demanda ao longo do tempo, à comple-

15 Trata-se de mercados que, pela regulamentação vigente, não estão sujeitos à supervisão da CFTC.

xidade dos fluxos de energia e à congestão das linhas em redes adensadas de transmissão, convenceram a CFTC e o governo federal da importância de se regular estes mercados em um ambiente especializado. Isso contrasta, notadamente, com o mercado de gás natural, cuja compra e venda do produto físico e de derivativos foram regulados pela CFTC, desde a sua liberalização em 1989, com apenas o transporte por gasoduto ficando sob a regulação da FERC.

No contexto da estrutura do setor elétrico, a FERC possuía uma maior capacidade para definição ou supervisão dos aspectos técnicos de suas regras do que a CFTC, a qual, por sua vez, é mais orientada para a natureza financeira da atividade nos mercados de *commodities*. Além disso, as estruturas criadas no seio das regiões do NERC para o intercâmbio de eletricidade eram as mais adequadas para a organização destes mercados, pois as condições físicas e tecnológicas impediam o desenvolvimento de mercados totalmente independentes dos fluxos físicos de energia, como é normalmente o caso nos mercados de *commodities*.

Desta forma, em 2013, a CFTC concordou em isentar contratos, acordos e transações para compra ou venda de energia elétrica, ficando limitada a produtos relacionados à energia física, com a exceção dos programas antifraude e antimanipulação. Assim, ficaram isentos os seguintes instrumentos:

i) *Financial Transmission Rights*, que obriga uma parte a pagar e outra a receber um valor baseado nos custos de congestionamento da rede de transmissão;

ii) *Energy Transactions*, definidas como transações no *Day-ahead Market* e em *Real Time Market*, incluindo produtos de *Demand Response*;

iii) *Forward Capacity Transactions*, para o benefício de entidades que suprem a carga, desde que o volume agregado de todas essas transações compensadas não exceda a capacidade física da rede de transmissão; e

iv) *Reserve* ou *Regulation Transactions*, definidas, em parte, pela exigência de o vendedor operar fisicamente as instalações elétricas, para aumentar ou re duzir o volume de energia injetada ou retirada da rede de transmissão.

As transações desvinculadas da alocação de capacidades físicas dos sistemas de transmissão não foram incluídas no acordo de isenção, haja vista que não estão associadas à entrega física de energia elétrica. Desta forma, os operadores de mercado submetem seus procedimentos de gestão de risco à FERC, ficando livres quanto à forma de como vão atender as conformidades e os requisitos. Cabe ressaltar que a CFTC não está destituída de seu poder de supervisão dos mercados de energia, podendo intervir caso considere necessário.

O processo de isenção foi aplicado coletivamente a cada classe de contrato, acordo ou transação, pois, apesar de operarem de maneira distinta, com tarifas individuais, os ISOs e RTOs têm semelhanças em termos de estrutura de mercado e de operações.

Os mercados regulados e supervisionados pela CFTC são os *Designated Contract Markets*, nos quais se negociam os mais diversos tipos de *commodities*, e os *Derivatives Transaction Execution Facilities* (DTE), caracterizados por serem unidades de negociação limitadas a *commodities* e a participantes específicos, sujeitas a um grau inferior de regulação. Fora do escopo dos mercados regulados, encontram-se os Mercados Isentos (*Exempt Markets*), nos quais as *commodities* enquadradas em seus requisitos mínimos de participação estão isentas da maioria das normativas do CEA, e os *Excluded Markets*, formados, em grande parte, por produtos financeiros, como garantia, moeda, taxa de juros, instrumento de classificação de crédito, índice econômico ou comercial, entre outros (CFTC, 2019), que também estão fora da alçada da CFTC.

Abordando mais especificamente os DCM, de acordo com a definição da CFTC (2019), estes são plataformas de negociação (ou bolsas) que operam sob a sua supervisão regulatória[16]. Os DCM são parecidos com as tradicionais bolsas de futuros e permitem o acesso às suas infraestruturas a todos os tipos de operadores, incluindo clientes de varejo. Os DCM podem listar para negociação contratos futuros ou opções com base em qualquer *commodities*, índice ou instrumento. Assim, qualquer mercado que busque fornecer um mecanismo de negociação para contratos não elegíveis a futuros, opções de futuros ou opções de *commodities* deve solicitar à CFTC que seja designado como um DCM[17], a menos que haja alguma isenção ou exclusão que a ele se aplique.

16 Cada DCM possui livros de regras (*rulebook*s) substancialmente harmonizados com poucas diferenças significativas entre si, incluindo especificações para requerimentos de acesso, termos e condições de qualquer contrato a ser comercializado na bolsa e regras que proíbem práticas comerciais abusivas (CME, 2019).

17 Os critérios, procedimentos e requisitos para designação de uma plataforma como um DCM são estabelecidos na Seção 5 do CEA, Seção 7 do Código Americano e Parte 38 dos regulamentos da CFTC. Os apêndices A e B da Parte 38 fornecem informação específica sobre estes requisitos e orientações para os candidatos que desejam ser designados como DCM.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Berger, R. (2014). **Tendências para a comercialização de energia elétrica**. P&D Energia na Cidade do Futuro. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Brandão, R.; Gomes, V.; Machado, A. (2019). **Avaliação dos mecanismos de compra e venda de energia no Brasil, com identificação de suas as principais fragilidades**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Castro, N. J.; Brandão, R. *et al*. (2018). **Indicadores de sustentabilidade econômico financeira das empresas de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Castro, N. J. *et al*. (2017b). **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 76. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Machado, A.; Gomes, V. (2017a). **Contribuições para o aperfeiçoamento do mercado atacadista de energia brasileiro**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 77. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Machado, A.; Gomes, V. (2017). **Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 74. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

CFTC, Commodity Futures Trading Commission (2019). **CFTC's Website**. Disponível em: https://www.cftc.gov/LawRegulation/CommodityExchangeAct/index.htm.

CME (2019). **CME Group All Products – Codes and Slate**. Disponível em: https://www.cmegroup.com/trading/products/#pageNumber=1&sortAsc=false&sortField=oi&subGroup=11&cleared=Options.

Deloitte (2019). **European Market Infrastructure Regulation (EMIR)**. Disponível em: https://www2.deloitte.com/lu/en/pages/emir/articles/european-market-infrastructure-regulation-emir.html.

EC, European Commission (2019a). **Investment services and regulated markets. Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)**. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/financial-markets/securities-markets/investment-services-and-regulated-markets-markets-financial-instruments-directive-mifid_en.

EC, European Commission (2019b). **Derivatives European Market Infrastructure Regulation (EMIR)**. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/financial-markets/post-trade-services/derivatives-emir_en.

EC, European Commission (2019c). **Investment services and regulated markets. Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)**. Disponível em: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/financial -markets/securities-markets/investment-services-and-regulated-markets -markets-financial-instruments-directive-mifid_en.

Epex (2019). **Epex Spot's Website**. Disponível em: https://www.epexspot.com/en/.

FERC, Federal Energy Regulatory Commission (2019). **FERC's Website**. Disponível em: https://www.ferc.gov.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico (2015). **Projeto de P&D Panorama e análise comparativa da tarifa de energia elétrica do Brasil com tarifas praticadas em países selecionados, considerando a influência do modelo institucional vigente**. Rio de Janeiro: s.n.

Hasan, I.; Malkamäki, M. (2001). **Are expansions cost effective for stock exchanges? A global perspective. Journal of Banking and Finance**, v. 25, pp. 2.339-2.366.

Investopedia (2014). **What's the difference between the Chicago Board of Trade (CBOT) and the Chicago Mercantile Exchange**? Disponível em: https://www.investopedia.com.

Jamasb, T.; Pollitt, M. (2005). **Electricity market reform in the European Union: Review of progress toward liberalization & integration**. The Energy Journal, pp. 11-41.

Lee, R. (2010). **Running the World's Markets: The governance of financial infrastructure**. Princepton University Press, p. 472.

Leite, A. L.; Castro, N. J. (2009). **Política para o setor elétrico da União Europeia: rumos contrários ao processo de integração econômica**. Revista Econômica, v. 11.

Meeus, L. (2011). **Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context?** Energy Policy, v. 39, pp. 1470-1475.

Pinto, H. (2007). **Economia da Energia**.

Pires, J. C. L. (1999). **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: A experiência dos Estados Unidos e da União Europeia**. Texto de Discussão nº 73. Rio de

Janeiro: s.n.

Rufín, C. (2019). **A transição para os mercados atacadistas nos EUA**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Schaper, T. (2009). **Organizing equity exchanges**. Goethe University Frankfurt, Discussion Paper, v. 22.

Serrallés, R. J. (2006). **Electric energy restructuring in the European Union: Integration, subsidiarity and the challenge of harmonization**. Energy Policy, v. 34, pp. 2.542-2.551.

Soares, I. (2019). **Bolsas de Energia Europeias**. Rio de Janeiro: GESEL.

Torres Filho, E.; Martins, N. (2017). **Regulação dos sistemas financeiros: As experiências internacional e brasileira**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

Torres, E.; Macahyba, L. (2019). **As estruturas de mercado no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL-UFRJ.

CAPÍTULO 2

OS MECANISMOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ATACADO NO BRASIL

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Victor Gomes
Antonio Fraga Machado
Paola Dorado

INTRODUÇÃO

O presente Capítulo visa descrever o histórico do sistema de pagamentos e garantias financeiras utilizado nas operações de comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, pretende-se realizar uma análise crítica do atual arcabouço de garantias e apontar possíveis melhorias. Este Capítulo busca, deste modo, subsidiar a elaboração de soluções viáveis para aumentar a segurança financeira das operações de compra e venda de energia no SIN.

Além desta introdução, o Capítulo está dividido em quatro seções. A primeira seção apresenta, de forma resumida, a estrutura da comercialização de energia elétrica no Brasil, distinguindo as operações bilaterais realizadas entre os agentes e as operações de compra e venda realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A segunda seção apresenta o arcabouço de garantias atualmente vigente nas negociações bilaterais de compra e venda de energia, tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), bem como aponta algumas fragilidades existentes no sistema de garantias destes dois ambientes de contratação. Também é apresentado, nesta seção, a evolução dos modelos de garantias financeiras do MCP, desde a Resolução ANEEL n° 161/2001 até o arcabouço atualmente vigente, consubstanciado na Resolução Normativa ANEEL n° 622/2014. A segunda seção expõe, ainda, as fragilidades dos modelos anteriores, as ações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e da CCEE para contornar os problemas ocorridos no passado e as vulnerabilidades estruturais que remanescem no sistema.

A terceira seção apresentada algumas possíveis soluções para aumentar a segurança das transações bilaterais e do MCP, tanto soluções de caráter mais estrutural, como algumas sugestões de possíveis melhorias no curto prazo. Finalmente, as conclusões resumem os principais argumentos do texto.

1. BREVES CONSIDERAÇÕES SOBRE A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – LASTRO E ENERGIA, TRANSAÇÕES BILATERAIS E TRANSAÇÕES DO MERCADO DE CURTO PRAZO

Para melhor entendimento do modelo de comercialização no atacado vigente no SIN, primeiramente é importante realizar uma distinção entre a energia transacionada no MCP e o lastro de energia para atendimento das obrigações legais dos agentes.

A atual redação do Decreto n° 5.163/2004 (introduzida pelo Decreto n° 8.828/2016), que regulamenta a Lei n° 10.848/2004, determina o seguinte:

i) Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia a fim de garantir 100% de seus contratos;

ii) Os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia por intermédio de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, homologados ou registrados pela ANEEL; e

iii) Os consumidores livres e especiais deverão atender 100% de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou contratos registrados na CCEE.

Conforme se depreende do art. 2°, §§ 1º e 2º do Decreto n° 5.163/2004, o lastro é um certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia (MME), correspondente à garantia física proporcionada por um empreendimento de geração próprio ou de terceiro, sendo a contribuição, em MW médios de garantia física, de cada usina para a segurança do suprimento do sistema. A garantia física, assim, corresponde à quantidade máxima de lastro que o agente pode comercializar bilateralmente no SIN. Ou seja, o lastro não se confunde com a energia e é um produto de confiabilidade do sistema para garantir a sua expansão.

Deste modo, o referido Decreto impõe que toda a carga (distribuidoras, consumidores livres e consumidores especiais) deverá adquirir lastro na medida de seu consumo de energia. Os geradores, por sua vez, têm o lastro definido pelo MME e podem vender este produto aos agentes que necessitam legalmente apresentá-lo à CCEE, na proporção do atendimento de sua carga. Caso os agentes não tenham lastro suficiente para atender às suas obrigações legais, estarão sujeitos a rigorosas penalidades, definidas nas Regras de Comercialização da CCEE.

De outro lado, em separado, a CCEE também contabiliza o balanço de energia de cada agente do sistema, de forma que a energia gerada e consumida será medida, contabilizada e liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), nos termos do Decreto n° 5.163/2004 e da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (Resolução Normativa ANEEL n° 109/2004).

Neste sentido, os agentes com balanço de energia positivo no SIN recebem montantes financeiros valorados ao PLD e os agentes com balanço de energia negativo devem pagar sua exposição também valorada ao PLD. Destaca-se que, aos agentes com exposições negativas, é exigido o aporte de garantias financeiras. Os agentes do SIN podem, ainda, celebrar contratos de compra e venda de energia para proteção de suas posições futuras no MCP e registrá-los na CCEE.

Com o contrato de compra e venda de energia, o gerador se protege da queda, enquanto a carga se protege do aumento de preços no MCP. A contratação de energia a termo, como *hedge*, é quase uma regra no SIN, tanto no mercado livre quanto no mercado regulado, por meio dos Leilões de Energia.

Assim, um dos "produtos" contidos nos Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre (CCVEEs) e nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) é um produto financeiro de *hedge* do MCP.

No entanto, devido às obrigações legais descritas acima, os CCVEEs e os CCEARs também embutem outro "produto" além da venda futura de energia: o lastro de energia. Deste modo, quando um gerador vende a um consumidor livre (ou distribuidora) determinada quantidade de energia, em um ano e por um preço fixo (em um contrato por quantidade), este consumidor está comprando a energia em data futura, para a proteção de sua posição no MCP, e o lastro a ser apresentado à CCEE para cumprimento das obrigações legais.

Neste contexto, os atuais contratos de compra e venda de energia embutem dois produtos distintos, cada um com características e objetivos diferentes: o lastro de energia, para cumprimento das obrigações legais, e a energia a termo, como proteção às exposições no MCP.

A obrigação legal de apresentar lastro à CCEE, a comercialização em conjunto de lastro e energia e a obrigação das distribuidoras de contratar por meio de leilões induzem a um alto nível de contratação de longo prazo.

Portanto, resumidamente, a comercialização de energia no atacado no SIN tem as seguintes características básicas:

i) São comercializados dois produtos: lastro de energia (confiabilidade) e energia, cada um com contabilizações distintas na CCEE;

ii) Os agentes de geração, de consumo (no caso brasileiro, distribuidoras, consumidores livres e consumidores especiais) e de comercialização participam do MCP da CCEE;

iii) Os agentes ficam expostos, positiva ou negativamente, na medida de sua posição líquida de energia no MCP;

iv) São realizadas negociações bilaterais de compra e venda de energia e de lastro, sendo que os contratos, atualmente, embutem os dois produtos. No produto energia, os agentes transferem suas posições no MCP a outros agentes por determinado preço, acordado bilateralmente, sendo que as distribuidoras são obrigadas a contratar por longo prazo, através de Lei lões de Energia. Já o produto lastro é registrado na CCEE para cumprimento da obrigação legal de contratação de 100% da carga;

v) A transferência de posições no MCP, por meio de contratos de compra e venda de energia, tem seu volume registrado no operador do mercado (CCEE);

vi) O operador do mercado (CCEE) contabiliza a posição final no MCP de todos os agentes, dada pela diferença entre seus recursos totais (geração + contratos de compra de energia) e requisitos totais (consumo + contratos de venda de energia), em cada período de comercialização, o qual, atualmente, é de um mês;

vii) As exposições são valoradas ao preço do pool, o Preço de Liquidação de Diferenças;

viii) Após a contabilização inicial, a CCEE solicita o aporte de garantias financeiras aos agentes devedores. Em seguida, a Câmara realiza o ajuste de contratos dos agentes que não depositaram garantias suficientes para cobrir seus débitos, faz a contabilização definitiva do mês e efetua a liquidação do MCP, em que todos os agentes devedores pagam suas exposições e os agentes credores recebem os valores correspondentes; e

ix) No mercado bilateral, ou seja, de contratos de compra e venda de energia, as liquidações são realizadas bilateralmente. Assim, os compradores pagam diretamente aos vendedores o volume financeiro correspondente à energia transacionada.

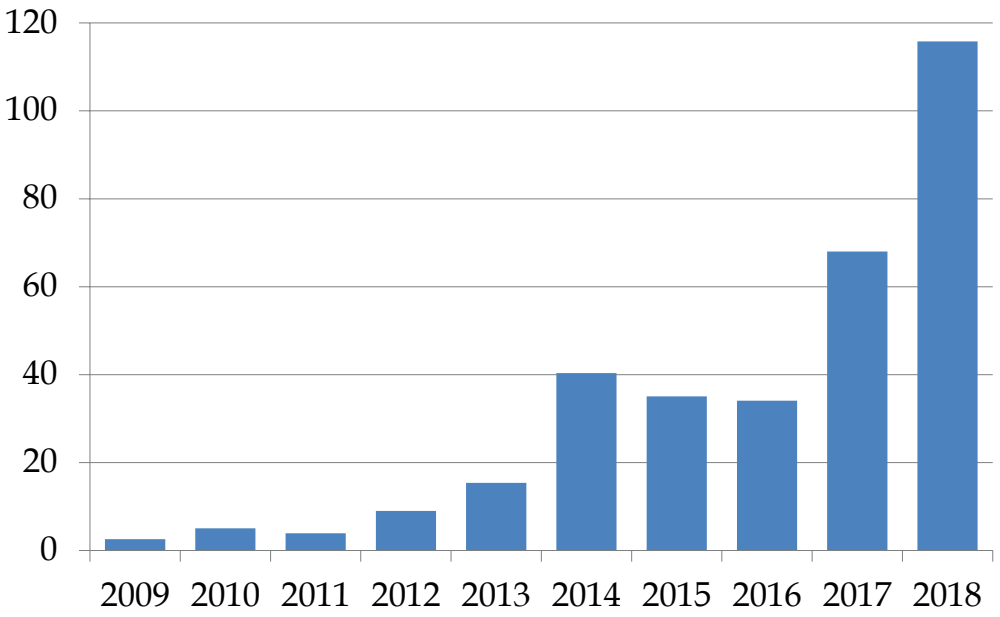
Uma característica no Setor Elétrico Brasileiro que merece atenção é que o despacho das principais usinas do SIN é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com base em modelos matemáticos de otimização dos recursos eletroenergéticos, independentemente dos contratos. Deste modo, não há leilões diários para o despacho das usinas, tendo em vista que o despacho é determinado pelo ONS, a partir de modelos de otimização do parque gerador que não consideram os contratos. Há, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema.

Tal característica, em conjunto com outras peculiaridades existentes no sistema, tal como o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)[1], os contratos por disponibilidade, as quotas de energia e o despacho fora da ordem de mérito, traz grande complexidade ao mercado atacadista brasileiro e faz com que o volume contabilizado no MCP seja elevado, sobretudo em situações de hidrologia desfavorável, em que o PLD sobe de forma acentuada.

O Gráfico 1 exibe o montante total contabilizado anualmente na CCEE, entre 2009 e 2018, destacando que, a partir do início da crise hidrológica, os volumes contabilizados sobem muito. Entre 2009 e 2011, o volume médio contabilizado anualmente na CCEE foi de R$ 3,9 bilhões. De 2012 em diante, porém, o volume médio contabilizado sobe a R$ 45,4 bilhões. Cabe ressaltar que parte substancial do volume contabilizado na CCEE, sobretudo a partir de 2015 e com maior destaque em 2018, não tem sido paga, levando a uma inadimplência elevada, como será visto na Subseção 2.3.2.

1 O MRE é um mecanismo, criado pelo Decreto nº 2.655/1998, através do qual os agentes de geração hidrelétrica compartilham o risco hidrológico. A geração de energia de todas as usinas do MRE é calculada conjuntamente e alocada a cada usina do "condomínio", para fins de exposição ao MCP, conforme a garantia física de cada empreendimento. Assim, o MRE mitiga o risco de exposição ao MCP da geração individual das usinas participantes do mecanismo, realizando transferências de energia entre os seus participantes. Vale ainda ressaltar que essas transferências de energia estão sujeitas à aplicação da uma tarifa de otimização (TEO), estabelecida pela ANEEL, destinada à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e na manutenção das usinas hidrelétricas e no pagamento da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Gráfico 1: Contabilização da CCEE entre 2009 e 2018 (em R$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, InfoMercado, www.ccee.org.br.

Trazidos os conceitos e as características básicas da comercialização de energia no atacado no SIN, o mais relevante para o entendimento das próximas seções é ter uma clara distinção entre (i) as operações realizadas no MCP, em que há a contabilização e a liquidação multilateral realizadas pela CCEE, e (ii) as operações bilaterais entre os agentes (contratos de compra e venda), que são uma espécie de contrato a termo (*hedge* ao MCP) e embutem um produto de confiabilidade (lastro de energia).

2. GARANTIAS EM TRANSAÇÕES BILATERAIS E NO MERCADO DE CURTO PRAZO

A partir da publicação da Lei n° 10.848/2004, as transações bilaterais de compra e venda de energia são realizadas em dois ambientes, quais sejam, o Ambiente de Contratação Regulada e o Ambiente de Contratação Livre.

As distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de sua carga de energia a partir da contratação de lastro de energia e potência, por meio dos CCEARs, decorrentes

dos Leilões de Energia promovidos no âmbito do ACR. Os termos e as condições dos CCEARs e os mecanismos de garantias bilaterais para assegurar o cumprimento das obrigações são definidos pela ANEEL, no âmbito de sua competência para a elaboração dos Editais dos Leilões de Energia, conforme previsto pela Lei n° 10.848/2004 e pelo Decreto n° 5.163/2004. Os termos destes contratos são públicos e seus valores são divulgados pela Agência e pela CCEE.

Já o ACL é o ambiente em que a comercialização de energia é realizada, de forma bilateral, entre geradores, comercializadores, consumidores livres e consumidores especiais. Neste ambiente, os termos da contratação, como preço, quantidade, condições de registro dos contratos, garantias, dentre outros, são pactuados livremente entre os agentes. A CCEE só registra os prazos e as quantidades destes contratos, sendo que os valores contratados ficam restritos às partes contratantes.

Destaca-se que, com o aumento do número de agentes e a presença de plataformas de negociação, como o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), os próprios agentes de mercado vêm adotando contratos padronizados na comercialização de energia no ACL.

Neste contexto, a presente seção irá descrever e avaliar os mecanismos de garantias contratuais existentes no ACR e no ACL.

2.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

No ACR, são firmados, como resultado de uma sistemática de leilões organizados pelo governo, contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e concessionárias de distribuição, em que estas arcam com o risco de crédito dos consumidores cativos. Há leilões de vários tipos, dentre os quais se destacam os Leilões de Energia Existente, para compra de energia de usinas já em operação comercial, e os Leilões de Energia Nova, destinados a viabilizar a construção de novos empreendimentos de geração. A expansão da geração, no Brasil, se realiza majoritariamente por meio dos Leilões de Energia Nova, através dos quais são negociados contratos com prazo de entrega de energia que chegam a 30 anos.

Os CCEARs, mediante os quais as distribuidoras contratam energia dos geradores, preveem a constituição de garantias pelas concessionárias, com o objetivo mitigar o risco de crédito embutido na operação. Neste sentido, está previsto um mecanismo de constituição de garantias financeiras por parte das distribuidoras em benefício dos vendedores, de forma a assegurar a disponibilidade de recursos, vinculados ao contrato, capazes de honrar os compromissos financeiros pactuados.

As garantias são regidas por um Contrato de Constituição de Garantias (CCG), firmado entre a distribuidora e a geradora. A distribuidora cede os recursos oriundos de suas receitas, decorrentes do fornecimento de eletricidade aos consumidores cativos, como garantia aos pagamentos relacionados ao CCEAR. Em caso de inadimplência por parte da concessionária, o vendedor tem acesso à conta corrente centralizadora de recebíveis da contratante. Nesta conta, são depositados os pagamentos das faturas de energia elétrica dos consumidores e, em caso de não pagamento do CCEAR, a instituição gestora designada no CCG, via de regra um banco, está autorizada previamente a reter e destinar ao gerador recursos capazes de sanar o inadimplemento.

Nota-se que, nos CCGs celebrados a partir de Leilões de Energia no ACR, são estabelecidos os termos e as condições de cumprimento da obrigação de pagamento do comprador (distribuidora) para com o vendedor (gerador), mediante a vinculação de parte da receita daquele em favor deste.

Neste contexto, os CCGs preveem um mecanismo de garantias em que uma parcela dos recursos resultantes do recebimento das tarifas de fornecimento, em contrapartida pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, é utilizada prioritariamente para pagar o vendedor do respectivo CCEAR.

Para operacionalizar tal mecanismo, são utilizadas as seguintes contas correntes[2]:

i) Conta Vinculada: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida na instituição gestora, que receberá a transferência de parcela dos recursos da Conta Centralizadora para pagamento dos valores indicados nos documentos de cobrança, movimentável unicamente pelo banco, em cumprimento às determinações do gerador e na forma do CCG;

ii) Conta Reserva: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida na instituição gestora, cuja abertura e manutenção serão exigidas no caso de inadimplência no pagamento dos valores indicados nos documentos de cobrança;

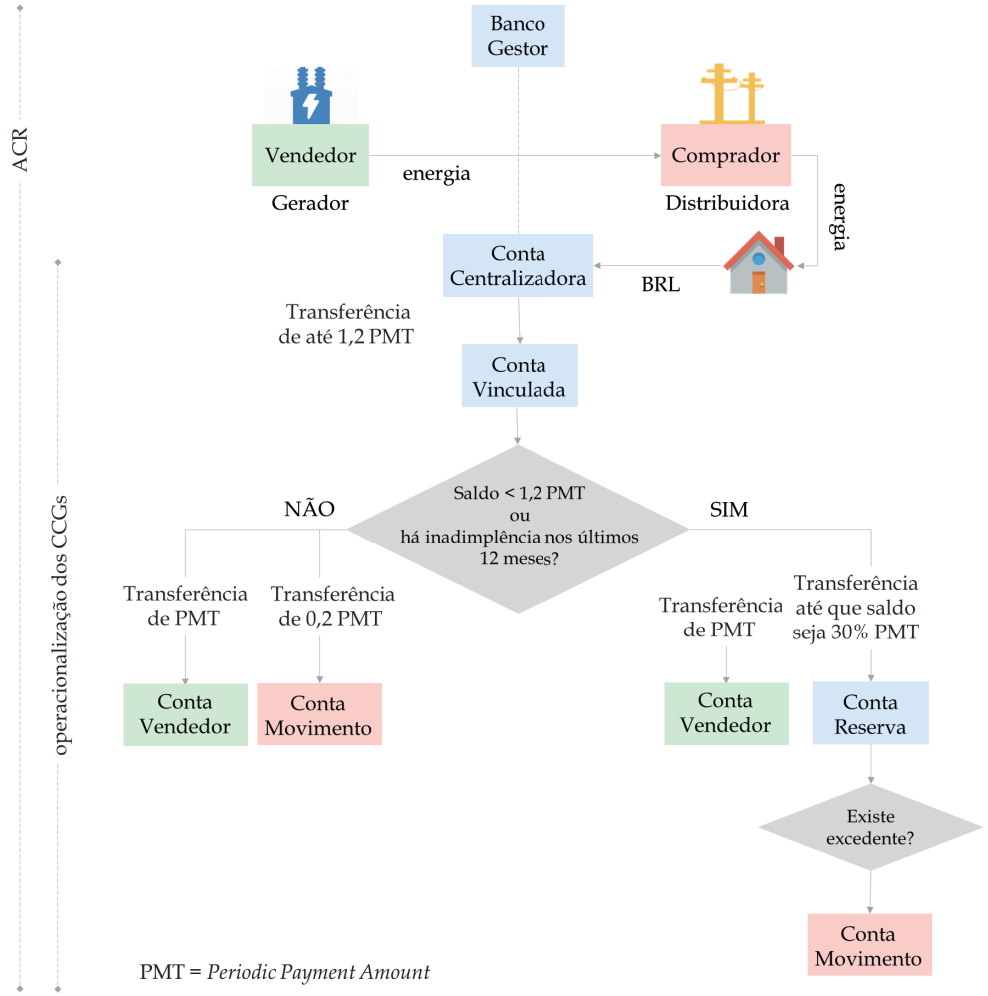
iii) Conta Centralizadora: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida na instituição gestora, utilizada para centralizar parte da receita proveniente da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo fluxo mensal de recursos deve equivaler a, no mínimo, 1,20 vezes o somatório do(s) valor(es) dos documentos de cobrança, movimentável unicamente pelo banco; e

2 A descrição abaixo da operacionalização dos CCGs foi realizada com base no modelo de CCG do Leilão A-6/2018, disponível no site da ANEEL.

iv) Conta Movimento: conta corrente de titularidade da distribuidora, mantida na instituição gestora, de livre movimentação pela concessionária.

A Figura 1, abaixo, ilustra como a operacionalização dos CCGs é realizada.

Figura 1: Operacionalização dos CCGs



Fonte: Elaboração própria.

Após a abertura das contas correntes, a operacionalização dos CCGs ocorre da seguinte forma:

i) A distribuidora (comprador) cede os recursos originados do pagamento das faturas referentes à prestação dos serviços de distribuição, depositados na Conta Centralizadora para pagamento dos CCEARs;

ii) A instituição gestora atua como banco mandatário, depositário e responsável pela centralização e pela administração do fluxo dos recursos da Conta Centralizadora, da Conta Vinculada e da Conta Reserva, para fins de pagamento do documento de cobrança oriundo do CCEAR;

iii) A receita das tarifas de fornecimento de energia da distribuidora é depositada na Conta Centralizadora;

iv) Os CCGs vinculam parte dos recursos da Conta Centralizadora à geradora (vendedor), no valor correspondente a 1,20 vezes os valores indicados no documento de cobrança do CCEAR;

v) Tal valor é retirado pela instituição gestora da Conta Centralizadora e depositado na Conta Vinculada;

vi) Após a constatação, pela instituição gestora, de que o saldo da Conta Vinculada assegura o pagamento da parcela vincenda dos documentos de cobrança, os valores da Conta Vinculada são transferidos pelo banco à Conta do Vendedor, conforme os documentos de cobrança;

vii) O saldo remanescente da Conta Centralizadora (0,2 vezes o valor dos documentos de cobrança) é transferido à Conta Movimento, cujos recursos são de livre uso pela distribuidora; e

viii) Caso ocorra inadimplência dos documentos de cobrança em um intervalo de 12 meses ou caso a distribuidora deixe de manter, na Conta Centralizadora, o valor correspondente a, no mínimo, 1,20 vezes os valores do documento de cobrança dos CCEARs, deverá ser depositado na Conta Reserva um valor adicional correspondente a 30% do valor de um documento de cobrança, o qual deverá ser bloqueado por 12 meses.

O desenho das garantias dos CCEARs é considerado satisfatório, sendo robusto o bastante para constituir a principal garantia para os financiamentos à construção dos novos empreendimentos de geração, na modalidade *Project Finance*.

No entanto, é importante mencionar que, não obstante o bom desenho do sistema de garantias dos CCEARs[3], foram verificados problemas na operacionalização dos CCGs. Em alguns casos, apesar de assinar os CCGs, as distribuidoras e os bancos gestores não cumprem o disposto nos contratos. Em tese, há penalidades

3 A fonte é a planilha disponibilizada pela CCEE com todos os resultados dos leilões do ACR, atualizada em dezembro de 2018, disponível em www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644299.

de multa previstas, tanto nos Editais dos Leilões, quanto na Resolução Normativa nº 63/2004, que podem ser aplicadas às distribuidoras pelo descumprimento das obrigações decorrentes dos Leilões de Energia. Porém, na prática, não se verifica a abertura de processo punitivo às distribuidoras inadimplentes da obrigação específica de assinatura ou cumprimento do disposto nos CCGs.

Na verdade, devido ao grande volume de contratos, a gestão e o compartilhamento das garantias dos contratos do ACR são de operacionalização complexa. Nos leilões, cada distribuidora que declarou necessidade de compra firma contratos com todos os geradores que venceram o certame e cada um destes contratos dá origem a um CCG, que compartilha o acesso aos recebíveis da concessionária de distribuição. Ao longo dos anos, as distribuidoras passaram a acumular grande número de CCEARs e o volume total de CCGs de cada concessionária supera a casa das centenas.

Como referência da complexidade e magnitude do problema, entre 2004 e 2018, foram realizados 34 Leilões de Energia Nova (incluindo leilões de projetos estruturantes e de fontes alternativas), 20 Leilões de Energia Existente e 18 Leilões de Ajuste. Destes leilões, resultaram 29.804 CCEARs entre as distribuidoras que participaram de cada certame como compradoras e as geradoras que se sagraram vencedoras, configurando o universo a partir dos quais os CCGs são firmados.

Sobre o tema, ressalte-se que, a partir de consulta realizada pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE), formulada à ANEEL, em 09 de abril de 2015, a Agência instaurou o Processo nº 48500.003559/2015-71, a fim de fiscalizar a implementação dos CCGs. Nesta consulta, a APINE reportou que "*há concessionárias de distribuição de energia elétrica que vêm inadimplindo e sequer implementaram os Contratos de Constituição de Garantia de Pagamento (CCGs), vinculados aos seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs)*". A associação informou, ainda, que, em outros casos, "*apesar de os CCGs encontrarem-se celebrados, pode-se afirmar que as garantias não foram implementadas e não estão operativas*" e que o problema não seria pontual, limitado a uma distribuidora específica, mas sistêmico.

No processo administrativo aberto pela ANEEL para fiscalizar os CCGs, percebe-se que as questões relacionadas à operacionalização atingem com mais intensidade as distribuidoras recentemente privatizadas e que, notoriamente, enfrentavam dificuldades financeiras. Nota-se que, em alguns casos, houve inadimplência de distribuidoras em relação a obrigações dos CCEARs. Assim, os CCGs não foram efetivos no seu objetivo, que é proteger os vendedores do ACR no que diz respeito ao risco de crédito das distribuidoras, garantindo o pagamento dos valores devidos nos CCEARs.

A inadimplência de distribuidoras em relação aos CCEARs remete a uma característica do modelo setorial, que é a verticalização das atividades de distribuição e comercialização de energia com o consumidor final. Como se sabe, as concessionárias são obrigadas, pela Lei nº 10.848/2004, a contratar energia para garantir o atendimento de 100% de seu mercado. Tal obrigação dificulta que as distribuidoras devedoras sejam suspensas da participação de novos leilões, ainda que estejam inadimplentes com suas obrigações relacionadas à compra de energia. Se a distribuidora fosse suspensa da participação de leilões, ela ficaria exposta ao MCP e, provavelmente, também inadimpliria com suas obrigações neste mercado. Fora isso, ficaria sujeita a penalidades por insuficiência de lastro.

Portanto, a verticalização das atividades de distribuição e de comercialização regulada, na prática, impede que as concessionárias inadimplentes sejam excluídas do mercado de energia. Assim, estas distribuidoras podem continuar celebrando contratos nos leilões do ACR e não há, atualmente, mecanismos efetivos para prevenir ou impedir a inadimplência[4].

O mecanismo que existe para estimular as distribuidoras em dificuldades financeiras a ficarem adimplentes na CCEE é o impedimento da revisão ou reajuste de suas tarifas, nos termos do art. 10 da Lei nº 8.631/1993. No entanto, para algumas concessionárias, principalmente estatais, esta penalidade pode não trazer o incentivo suficiente para inibir comportamentos nocivos, como a inadimplência na compra de energia. A distribuidora pode, inclusive, ficar inadimplente no mercado de energia durante meses e regularizar sua situação somente antes do reajuste ou da revisão tarifária, utilizando a inadimplência para se financiar, fugindo da penalização.

Assim, como a distribuidora não pode ser afastada da atividade de comercialização de energia para seus consumidores cativos, o regulador e o operador de mercado dispõem de poucos mecanismos eficientes para evitar a inadimplência das concessionárias no mercado de energia.

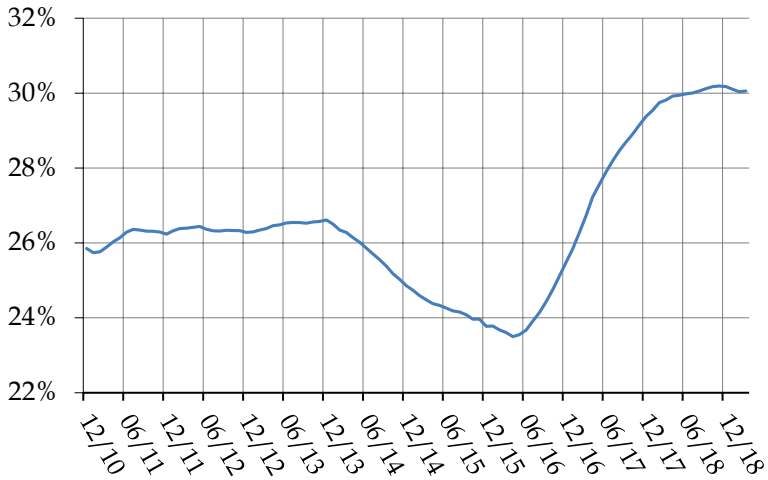
Por outro lado, no que diz respeito aos CCEARs, no cenário de manutenção da atual estrutura das atividades das distribuidoras, a robustez das transações bilaterais de energia, no ACR, depende de fiscalização rigorosa e contínua por parte da ANEEL, com o apoio da CCEE, bem como do cumprimento, por parte das distribuidoras e dos bancos gestores, das obrigações contidas nos CCGs.

4 Existe a possibilidade, em tese, de a distribuidora ser desligada da CCEE. Contudo, o desligamento da concessionária apenas opera de pleno direito quando houver modelagem de novo agente outorgado, sob o perfil correspondente, nos termos do art. 5º, § 2º da Resolução Normativa nº 545/2013. Na prática, há a necessidade de que seja declarada caducidade da concessão pelo Poder Concedente e celebrado um novo Contrato de Concessão, precedida de licitação. Trata-se de um processo extremamente demorado e pode estar sujeito a interferências políticas, uma vez que a declaração de caducidade não é obrigatória, mas uma faculdade do Poder Concedente, nos termos do art. 38 da Lei nº 8.987/1995.

2.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Conforme dados da CCEE, o ACL responde, atualmente, por cerca de 30% do consumo de energia elétrica, no SIN, com cerca de seis mil consumidores livres e especiais. O Gráfico 2, abaixo, apresenta a evolução da participação dos consumidores livres no consumo total de energia elétrica. Nota-se que, entre 2010 e 2013, o mercado livre representava um pouco mais de 26% do consumo total, número que caiu a menos de 24% em meados de 2016, fruto, em boa medida, da pronunciada recessão industrial, passando, então, a subir e alcançar os atuais 30% do mercado total.

Gráfico 2: Participação do Mercado Livre no consumo total de energia
Média móvel de 12 meses, em %, de 2010 a março de 2019



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do InfoMercado, www.ccee.org.br.

Os contratos no mercado livre são bilaterais, não existindo, hoje, opção para contratação de energia com contraparte central. Diferentemente dos contratos do ACR, não há, no ACL, qualquer garantia de repasse dos custos com energia ou uma padronização do desenho de garantias, as quais são negociadas livremente entre as partes.

Este mercado está estruturado como um balcão não organizado, sem que haja uma entidade para administrar os contratos bilaterais negociados no ambiente. Apesar disso, ocorreram medidas para a criação de sistemas de negociações de contratos padronizados por entidades privadas, nomeadamente o BBCE, bem como iniciativas de padronização e de disciplinamento das negociações pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL).

Os contratos bilaterais do mercado livre são dotados de risco de contraparte, isto é, risco de o comprador não ser capaz de pagar o contrato. Porém, cabe ressaltar que a capacidade dos agentes de avaliar o risco de crédito de uma contraparte é, em alguns casos, limitada. Neste sentido, o risco de crédito de agentes operando no mercado de energia pode não ser captado adequadamente por uma análise de risco de crédito tradicional, baseada em indicadores elaborados em demonstrativos financeiros. Isto porque tais agentes podem assumir exposições relevantes em contratos bilaterais de gaveta, que não constituem informação pública e que podem ter impacto financeiro elevado sobre a sua situação de liquidez e patrimonial. Deste modo, é prática comum no mercado livre de não dar crédito à contraparte, exigindo o pagamento antecipado para fazer o registro do contrato na CCEE.

Em muitas transações de energia de curto prazo, a prática de mercado é registrar os contratos de compra e venda mediante pagamento do valor total do mesmo, ou seja, registro contra pagamento, sem a necessidade, portanto, de garantias financeiras. Para períodos superiores há 12 meses, o contrato padrão do BBCE estipula que o comprador deverá apresentar garantia de dois ciclos de faturamento, representada por fiança bancária ou qualquer outro tipo de garantia que as partes venham a acordar.

As operações do mercado livre também estão sujeitas ao risco de registro dos contratos, uma vez que o instrumento firmado bilateralmente ainda precisa ser registrado na CCEE, o que é um passo adicional ao fechamento do negócio. Por exemplo, o que se convenciona chamar no mercado de operação com registro contra pagamento, na verdade são duas operações sucessivas. Primeiro, é realizado o pagamento e, compensado este, o registro é providenciado, não havendo a garantia de que isto realmente irá ocorrer.

Recentemente, a CCEE colocou sob o regime de operação assistida algumas comercializadoras em dificuldades financeiras, registrando contratos vendidos apenas mediante a comprovação da capacidade de lastreá-los em contratos comprados, em geração ou em recursos financeiros.

Por outro lado, conforme será detalhado na Seção 3, o atual desenho das garantias das operações no âmbito do MCP permite que a CCEE reduza os contratos bilaterais de venda de agentes inadimplentes no mercado. Há, portanto, o risco de suspensão do registro de um contrato, o que faz com que qualquer transação bilateral no mercado livre possa, potencialmente, ter seu registro indeferido ou suspenso pela CCEE, caso o agente vendedor não disponha da energia ou não seja capaz de aportar garantias financeiras suficientes para honrar seus débitos no MCP.

Os recentes acontecimentos noticiados na imprensa especializada, relativos a uma comercializadora de energia que vendeu energia elétrica a descoberto na expec-

tativa de redução futura dos preços, mostram que tal risco pode trazer impactos relevantes às contrapartes. Caso os contratos com posição vendida da comercializadora afetada sejam suspensos, as contrapartes destes contratos serão impactadas, de modo a ficarem expostas no MCP. Ademais, algumas destas contrapartes podem ter dificuldade para honrar seus compromissos, o que poderia provocar um efeito dominó.

Desta forma, verifica-se que existem riscos relevantes para as operações bilaterais no mercado livre. Os vendedores correm o risco de contraparte dos agentes a quem vendem energia, enquanto que os compradores correm o risco de registro e de suspensão de registro de seus contratos, podendo ficar expostos ao MCP, caso a contraparte não seja capaz de cumprir suas obrigações de registro ou de depósito de garantias junto à CCEE.

Neste contexto, é relevante que, tanto agentes vendedores, como compradores, tenham práticas rigorosas de gestão de risco e de avaliação prévia de crédito das contrapartes, de forma que o vendedor possa mitigar o risco de contraparte e o comprador aqueles associados ao vendedor ser capaz de entregar o produto contratado.

Entretanto, cabe destacar que parte do elevado grau de risco envolvido no ACL decorre, em boa medida, da estruturação formal do mercado. Trata-se, conforme mencionado, de um mercado de balcão não organizado, em que não há uma entidade com a incumbência de administrá-lo, como acontece com os mercados de balcão organizados aprovados pela CVM. Nestes mercados, o administrador possui a capacidade para verificar as posições líquidas dos agentes e a responsabilidade de, caso se verifique alguma não conformidade com as regras de operação no mercado, impedir que um agente firme novos contratos. Destaca-se que isto não elimina o risco de crédito embutido em contratos bilaterais, mas dá segurança aos agentes de que as posições dos participantes do mercado são monitoradas e que práticas mínimas de gestão de risco são realizadas.

Finalmente, observa-se que, no atual desenho do mercado elétrico, há o risco de contágio dos problemas de um agente aos demais, o que, no limite, representa um risco sistêmico. Um agente comprador que se torne inadimplente com seus contratos ou um agente vendedor que não disponha de energia ou contratos para honrar suas posições podem afetar outros participantes do mercado, os quais, por sua vez, também podem passar a ter problemas financeiros.

Algumas ideias preliminares para tratar das questões aqui levantadas sobre o Ambiente de Contratação Livre serão apresentadas na Seção 3.

2.3. HISTÓRICO DOS MODELOS DE GARANTIAS DO MERCADO DE CURTO PRAZO

Desde a época do Mercado Atacadista de Energia (MAE), foram adotados diversos modelos de aporte de garantias financeiras para assegurar as operações no Mercado de Curto Prazo.

O primeiro modelo foi adotado após a publicação da Resolução ANEEL n° 161/2001, no qual os agentes de mercado deveriam constituir garantias para o fiel cumprimento das obrigações de compra e venda de energia no âmbito do MAE. As garantias podiam ser constituídas de duas formas: (i) celebração de Contrato de Constituição da Garantia de Pagamento e Fiel Cumprimento das Obrigações com uma instituição bancária; ou (ii) apresentação, por parte do agente de mercado, de Carta de Fiança Bancária ou de outros recursos financeiros e direitos creditórios, no valor entre 25% e 30% da estimativa de compra anual de energia no MAE[5].

O valor das garantias não representava a exata expectativa de exposição dos agentes, mas uma previsão rudimentar desta exposição. De todo modo, o mercado era composto, à época, essencialmente por geradores hidrelétricos participantes do MRE e de distribuidoras. O mercado livre era incipiente no país, com um número reduzido de comercializadoras e consumidores livres. Além disso, eram poucas as usinas termelétricas com contratos vigentes.

Este primeiro desenho de garantias, na prática, não foi utilizado, pois o Mercado de Curto Prazo não operou até dezembro de 2002, iniciando suas liquidações somente em 2003. Neste interim, a Resolução n° 552/2002 revogou a Resolução n°

5 Assim previa a Resolução n° 161/2001:

"*Art. 5º Para garantia do fiel cumprimento das obrigações de compra e venda de energia no âmbito do MAE, o Agente de Mercado deverá, no prazo de 30 dias após aprovação do modelo de contrato pelo COMAE, escolher um Banco e com o mesmo firmar o Contrato definido no inciso V, art. 2o, desta Resolução. (...)*

Art. 6º Alternativamente ao que determina o art. 5o desta Resolução, a garantia do fiel cumprimento das obrigações de compra de energia no MAE poderá ser estabelecida por meio de Carta de Fiança Bancária, ou por outros recursos financeiros e direitos creditórios, devendo a mesma ser apresentada ao Agente Administrador de Serviços do Mercado pelo Agente de Mercado em até 30 dias após a publicação desta Resolução.

§ 1º No caso de Carta de Fiança Bancária, a mesma deverá ser emitida por instituição financeira autorizada a funcionar no País e ter a validade mínima de 120 dias, com o valor correspondente a 25% da estimativa de compra anual de energia no MAE por parte do Agente de Mercado.

§ 2º Para os efeitos da liquidação financeira das obrigações relativas às transações no MAE, incluem-se, como recursos financeiros e direitos creditórios, os recebíveis de energia, os Certificados de Depósitos Bancários, os títulos públicos e outros recursos financeiros ou direitos creditórios aceitáveis de acordo com critérios definidos pelo Agente de Liquidação.

§ 3º A aceitação de qualquer um dos tipos de garantias definidos no § 2o deste artigo, individualmente ou de forma combinada, implica o seguinte:

I - devem as garantias ser apresentadas em até 30 dias após a publicação desta Resolução;

II - o valor das garantias deve corresponder a 30% da estimativa de compra anual de energia no MAE por parte do Agente de Mercado; e

III - a utilização das garantias obriga a renovação das mesmas em até cinco dias úteis após a redução."

161/2001 e estabeleceu que as liquidações até dezembro de 2002 fossem dispensadas do aporte de garantias.

Posteriormente, foi estabelecido um novo modelo de aporte, previsto nas Regras de Comercialização e consolidado nas Resoluções n°s 150/2005 e 216/2006, que vigorou até 2008. Tal modelo tinha como principal característica o cálculo das garantias com base na média das três últimas posições devedoras no MCP[6].

Os novos agentes de mercado sem histórico na CCEE, por sua vez, deveriam aportar garantias no valor de 5% dos montantes, em MWh, dos contratos de compra e venda de energia elétrica registrados na Câmara, multiplicado pelo PLD vigente à época do cálculo das garantias. Além disso, a Resolução Normativa n° 150/2005 determinava que períodos chamados de atípicos, tais como os de racionamento e os em que ocorresse o disparo da curva de aversão ao risco, eram excluídos do histórico de 24 meses.

Esse modelo de garantias tinha a grande fragilidade de realizar apenas uma análise da exposição passada, sem considerar eventuais exposições futuras, isto é, o risco que cada agente poderia representar para o mercado com sua carteira atual de contrato. Em janeiro de 2008, quando o PLD disparou, alguns agentes ficaram expostos a volumes financeiros significativos no MCP e não precisaram sequer aportar garantias financeiras proporcionais à cobertura de suas exposições, pois tinham posições devedoras reduzidas no passado. Tais agentes tampouco honraram seus compromissos no MCP, causando inadimplência no mercado.

Por isso, em 2008, a ANEEL alterou o arcabouço de garantias por meio da edição da Resolução Normativa n° 336/2008[7], a qual previa mecanismos de acordo com as

6 A Resolução Normativa n° 150/2005 determinou:

"*Art.1º Alterar a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro/2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 1º de fevereiro de 2005.*

§ 1º As garantias financeiras deverão ser calculadas considerando os três últimos resultados devedores dos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE nos 24 meses precedentes de contabilização.

§ 2º Os períodos atípicos, tais como os de racionamento e os em que ocorrer o disparo da curva de aversão ao risco, deverão ser excluídos do histórico de 24 meses.

§ 3º O resultado de rentabilização ou de ajuste de contabilização de períodos atípicos não deve, para fins do cálculo das garantias financeiras, ser incorporado ao resultado da contabilização de quaisquer outros meses."

7 O art. 2º da Resolução Normativa n° 336/2008 previa o novo mecanismo:

"*Art. 2º Para fins de apuração do valor da garantia financeira a ser aportada por cada agente de mercado, deverão ser observados os seguintes critérios:*

I - deverão ser considerados os contratos de compra e venda de energia e a geração e/ou consumo referente ao último mês contabilizado e aos cinco meses subsequentes. (Redação dada ao inciso pela Resolução Normativa ANEEL nº 385, de 08.12.2009, DOU 17.12.2009)

II - o cálculo da garantia financeira deverá ser realizado com base na expectativa de exposição de cada agente no mercado de curto prazo, observados os marcos temporais de que trata o inciso I;

III - deverá ser considerada como exposição no MCP a diferença positiva entre o requisito, representado pela carga e/ou contrato de venda do agente, e o recurso, representado pela geração e/ou contrato de compra de energia; e

expectativas de exposições futuras (seis próximas liquidações) dos agentes de mercado[8]. Segundo esta Resolução, caso ocorresse inadimplemento e as garantias se mostrassem insuficientes, haveria rateio do saldo devedor entre os agentes credores.

Tal modelo também se mostrou insuficiente para assegurar a confiabilidade das operações do MCP e suas fraquezas, enumeradas pela Nota Técnica n° 87/2012-SEM/ANEEL, são apresentadas a seguir:

i) O modelo não previne o mercado do mau comportamento de agentes, ou seja, não impede a falta de aporte de garantias financeiras e permite que participantes inadimplentes quanto ao seu aporte continuem operando no mercado

ii) As garantias financeiras são calculadas com base em uma análise momentânea das exposições (data específica), permitindo que sejam utilizados mecanismos para distorcer a exposição do agente e, consequentemente, os valores da garantia. Uma das formas utilizadas é o registro de novos contratos de venda após o cálculo da respectiva garantia financeira, o que somente pode ser verificado quando não há mais mecanismos para se evitar ou mitigar o dano financeiro;

iii) Na maior parte dos casos, as inadimplências são provocadas por agentes que não aportam garantias, de modo que, nestes casos, o mecanismo não é robusto para mitigar os efeitos da inadimplência no MCP;

iv) Os contratos existentes dos agentes inadimplentes permanecem válidos até que estes sejam desligados, ampliando, com isso, os débitos que são rateados no mercado; e

v) A garantia financeira é utilizada como pré-pagamento da liquidação financeira e não como uma real garantia para as operações no âmbito da CCEE.

2.3.1. Atual modelo de garantias do Mercado de Curto Prazo

Diante das fragilidades apontadas pela Superintendência de Estudos de Mercado, a ANEEL instaurou a Audiência Pública n° 072/2012, destinada a obter subsídios para o aprimoramento do mecanismo de garantias financeiras.

IV - a exposição de que trata o inciso III será valorada com base nos Preços de Liquidação das Diferenças – PLD realizados no mês anterior e no mês em curso, e nos valores do Custo Marginal de Operação – CMO resultantes do Programa Mensal da Operação – PMO, retiradas as restrições internas aos submercados e limitados ao intervalo entre PLD mínimo e PLD máximo, para os meses subsequentes."

8 A regra da Resolução Normativa n° 336/2008 estipulava que todos agentes deveriam aportar garantias com base na exposição de seis meses. No entanto, o Módulo Liquidação, das Regras de Comercialização da CCEE, versão 2010, passou a prever, em seu item 2.3.3., que "(...) *exclusivamente para os Agentes Distribuidores o cálculo do aporte das Garantias Financeiras considerará um horizonte de dois meses: o mês anterior ao mês do cálculo (m- 1), que estará em fase final de contabilização, mas que ainda não foi liquidado, e o mês do cálculo (m)*".

Conforme descrito na Nota Técnica n° 086/2013-SEM/ANEEL, a CCEE, após reuniões realizadas com a própria ANEEL e com os agentes do mercado, apresentou uma proposta conceitual, demonstrada no Anexo I da Nota Técnica n° 087/2012, consubstanciada em três princípios:

i) Participação de instituições financeiras como garantidores do processo de liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo;

ii) Compartilhamento dos riscos da compra e venda de energia elétrica entre vendedores e compradores; e

iii) Introdução de mecanismos para não propagação e agravamento da inadimplência de um agente, em especial a possibilidade de suspensão da eficácia dos registros de seus contratos de venda que ultrapassem seu limite operacional e o eventual impedimento de registro de novos contratos.

Observa-se que esta proposta foi implementada em fases. A primeira fase alterou a forma de cálculo das garantias e introduziu a suspensão da eficácia dos registros dos contratos, por meio da Resolução Normativa n° 531/2012[9]. Tal Resolução foi substituída, posteriormente, pela Resolução Normativa n° 622/2014, atualmente em vigor, que trata, também, do estabelecimento dos limites operacionais para os agentes e da introdução de instituições financeiras como garantidoras das operações.

O regramento atual, em suma, disciplina que, a cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do MCP, a CCEE deverá verificar a condição potencial de inadimplência de todos os agentes vendedores ou cedentes, em termos de garantias financeiras constituídas, para fins de efetivação de registros validados de seus contratos de ven-

9 Os principais dispositivos da Resolução Normativa n° 531/2012 são:

"*Art. 2º A cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do mercado de curto prazo, a CCEE deverá calcular o valor da garantia financeira a ser aportada pelo agente da CCEE com base na apuração de suas exposições financeiras negativas para o mês de referencia.*

§ 1º O cálculo de que trata o caput deverá:

I – considerar os montantes de energia contratada relativos à posição contratual final do agente no mês de referencia;

II – utilizar os dados de medicado advindos do Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE para o mês de referencia;

III – reproduzir todas as apurações algébricas aplicáveis ao processo de contabilização das operações do mercado de curto prazo; e

IV – ser realizado com a aplicação das regras de comercialização necessárias à obtenção de todas as componentes financeiras que formam o valor monetário que será considerado no processo de liquidação financeira do mercado de curto prazo. (...)

Art. 9º Caso o agente vendedor não constitua garantias financeiras no montante estabelecido pela CCEE para o mês de referência, a Câmara deverá promover ajuste nos volumes de energia elétrica associados a seus contratos de venda validados pela parte compradora, de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa apurada com os recursos financeiros aportados pelo agente vendedor para honrar suas obrigações no âmbito da liquidação financeira do mercado de curto prazo".

da[10]. O cálculo do montante de garantias é realizado posteriormente ao fechamento do mês de referência e considera a exposição do agente ao MCP em relação a este mês.

Caso não haja garantias financeiras suficientes, a CCEE não promoverá a efetivação dos registros dos montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes[11].

10 De acordo com o art. 19 da Resolução Normativa n° 622/2014:

"*Art. 19. A cada ciclo de contabilização e liquidação financeira do MCP, a CCEE deverá verificar a condição potencial de inadimplência de cada agente vendedor ou cedente, em termos de garantias financeiras constituídas, observado o disposto no inciso II do art. 17, para fins de efetivação de registros validados de seus contratos de venda.*

§ 1º Para os fins dispostos neste Capitulo, considera-se agente vendedor o agente da CCEE que efetue registro de venda de montantes de energia elétrica nos sistemas da CCEE, assim como de cessão de montantes.

§ 2º A verificação de que trata o caput deverá ser realizada após o encerramento do prazo para aumento do limite operacional ou constituição de garantias avulsas, assim como deverá considerar os dados de medicado advindos do Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE para o mês de referencia".

11 Conforme estabelecido nos arts. 20 e seguintes da Resolução Normativa n° 622/2014:

"*Art. 20. A CCEE deve promover a efetivação dos registros de montantes de energia elétrica validados pelas contrapartes apenas quando suportados por garantias financeiras, montantes de geração medidos ou por outros montantes de compra já registrados e validados.*

§ 1º Para a efetivação a que alude o caput, caso o agente vendedor ou cedente não constitua garantias financeiras para o mês de referencia, a CCEE deverá promover ajuste nos volumes de energia elétrica associados a seus contratos de venda ou cessão validados pela parte compradora ou cessionária, de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa apurada com os recursos financeiros aportados pelo agente vendedor ou cedente para honrar suas obrigações no âmbito da liquidação financeira do MCP, conforme disposto no art. 21.

§ 2º A compatibilização de que trata o § 1º deverá ser alcançada mediante:

I – o ajuste de montantes de energia elétrica atrelados aos contratos de venda ou cessão segundo os critérios estabelecidos no art. 21;

II – a utilização de todas as equações algébricas e dados de entrada aplicáveis ao processo de contabilização das operações do MCP para fins de apuração da exposição financeira negativa do agente vendedor; e

III – a conversão, para montantes de energia expressos em MWh, do valor correspondente à diferença entre o valor apurado das exposições financeiras negativas para o mês de referencia e o valor efetivamente aportado de garantias financeiras.

§ 3º A conversão necessária para o processamento do disposto no inciso III do § 2º será promovida com base nos montantes modulados de energia contratada e nos valores horários do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do submercado de registro do respectivo contrato.

§ 4º A não efetivação de montantes de energia elétrica contratados, registrados e validados produz efeitos exclusivamente no âmbito da contabilização e liquidação financeira do MCP e demais apurações de responsabilidade da CCEE, sem prejuízo das avencas bilaterais e do direito à eventual reparação civil do contratante prejudicado.

Art. 21. O ajuste de montantes de energia elétrica a que alude o § 2º do art. 20 deve priorizar, na ordem seguinte, os volumes associados a:

I - contratos livremente negociados, inclusive os de venda realizados por agentes habilitados à comercialização varejista;

II - contratos decorrentes de leilão de ajuste;

III - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs decorrentes de leilão de empreendimentos de geração existentes; e

IV - demais CCEAR e contratos de compra por agentes habilitados à comercialização varejista.

§ 1º Sobre os volumes de energia associados aos contratos referidos no inciso I do caput, deve observar, como critério de priorização interna, a data de validação de registro mais recente de volume de energia.

§ 2º Sobre os volumes de energia associados aos contratos descritos nos incisos II a IV do caput, o ajuste deve ser efetivada proporcionalmente aos montantes contratados.

§ 3º Sobre os volumes de energia associados a CCEAR na modalidade de disponibilidade, o ajuste deve ser efetivada somente quanto à quantidade de energia cujas exposições financeiras no MCP no âmbito da CCEE sejam assumidas pelo vendedor.

Ademais, de acordo com a Resolução Normativa n° 622/2014, as garantias financeiras devem ser constituídas pelo agente da CCEE mediante a contratação de operação de crédito junto a um agente garantidor, quando se tratar do limite operacional, e junto a qualquer instituição financeira apta a atuar em território nacional, conforme a aceitação do agente de liquidação, quando se tratar de garantias avulsas[12].

A constituição do limite operacional é responsabilidade de cada agente da CCEE, arbitrado de acordo com sua própria avaliação de risco acerca da conjuntura de mercado e de suas contrapartes. O agente garantidor é solidariamente responsável com o contratante, até o montante contratado.

Além disso, é facultado ao agente constituir garantias avulsas complementares ao limite operacional. A regra da ANEEL permite que os Procedimentos de Comercialização da CCEE restrinjam as garantias avulsas a uma fração do limite operacional ou, ainda, até mesmo supram totalmente a possibilidade de seu aporte.

No entanto, toda a sistemática em relação à exigência de limite operacional foi suspensa pelo Despacho ANEEL n° 2.718/2015, tendo em vista que as instituições financeiras não possuíam sistemas e serviços adequados[13] até o início da vigência da Resolução Normativa n° 622/2014. Neste contexto, o Despacho determinou:

i) A suspensão, até a expedição de nova disciplina pela ANEEL, da exigibilidade do disposto no art. 30 da Resolução Normativa n° 622/2014; e

ii) Até que se torne exigível a constituição de limites operacionais, de que trata a Resolução Normativa n° 622/2014, que os agentes da CCEE proponentes ou habilitados à comercialização varejista deveriam constituir garantias financeiras equivalentes ao limite operacional, mediante: (a) contratação de cartas fiança com prazos de vencimento em 30, 60 e 90 dias, aportando mensalmente nova carta fiança com vencimento para 90 dias; ou (b) outros ativos financeiros aceitos e assegurados pelo agente de liqui-

§ 4º O ajuste dos montantes de contratos referidos nos incisos II a IV do caput implicam em acerto financeiro nos valores a faturar pela energia contratada referente ao mês contabilizado. (Redação dada pela REN ANEEL 658 de 14.04.2015)

§ 5º Os Contratos Bilaterais Regulados (CBRs), utilizados para operacionalizar os contratos de que tratam os arts. 5º e 10º da Lei no 13.182/2015 serão considerados como os contratos referidos no inciso I do caput. (NR) (Incluído pela REN ANEEL 802 de 19.12.2017)"

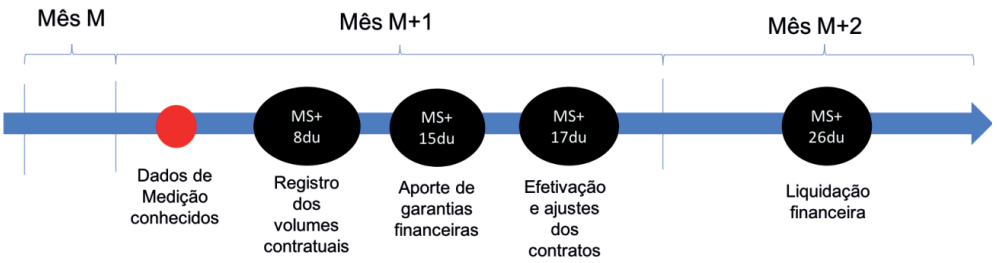
12 A CCEE deve aceitar os seguintes ativos financeiros, isoladamente ou em composição: (i) moeda corrente nacional; (ii) títulos públicos federais; (iii) carta de fiança; ou (iv) quotas de fundos de investimento extramercado.

13 O Voto do Diretor Relator José Juhrosa Júnior, que fundamentou a decisão consubstanciada no Despacho nº 2.718/2015, relata o seguinte: "*ocorre que, conforme consta da carta CT-CCEE-1227/2015, as instituições financeiras informaram que não possuirão sistemas e serviços adequados até o inicio da vigência definida pela REN 622. Portanto, atualmente nenhum banco credenciado na CCEE comercializa o produto Limite Operacional.*" No entanto, é possível que a falta de sistemas e serviços adequados tenha ocorrido pela ausência de interesse das instituições financeiras em oferecer o produto, uma vez que o modelo de comercialização de energia está estruturado de forma que o limite operacional traria um risco demasiadamente alto para estas instituições.

dação, desde que permitam a mesma sistemática do limite operacional, notadamente a possibilidade de execução fracionada mensal. A constituição de garantias financeiras, nos termos referidos em (ii), deve ser informada pelo agente de liquidação à CCEE.

A Figura 2, abaixo, resume os prazos envolvidos no processo de liquidação financeira no MCP, as respectivas datas de aporte de garantias e eventual redução contratual.

Figura 2: Prazos de liquidação financeira no MCP



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados dos Procedimentos de Comercialização da CCEE.

Destaca-se que a apuração da necessidade de garantias continua sendo realizada após a medição da energia consumida pelos agentes representantes da carga.

O efeito do não aporte de garantias é a redução dos contratos bilaterais entre as partes e a penalização do agente que não cumpriu com as obrigações de aporte e de liquidação no MCP. A redução dos contratos é, por um lado, um avanço em relação à regulamentação anterior, na medida em que induz o comprador de energia a buscar vendedores de maior idoneidade e capacidade econômico-financeira.

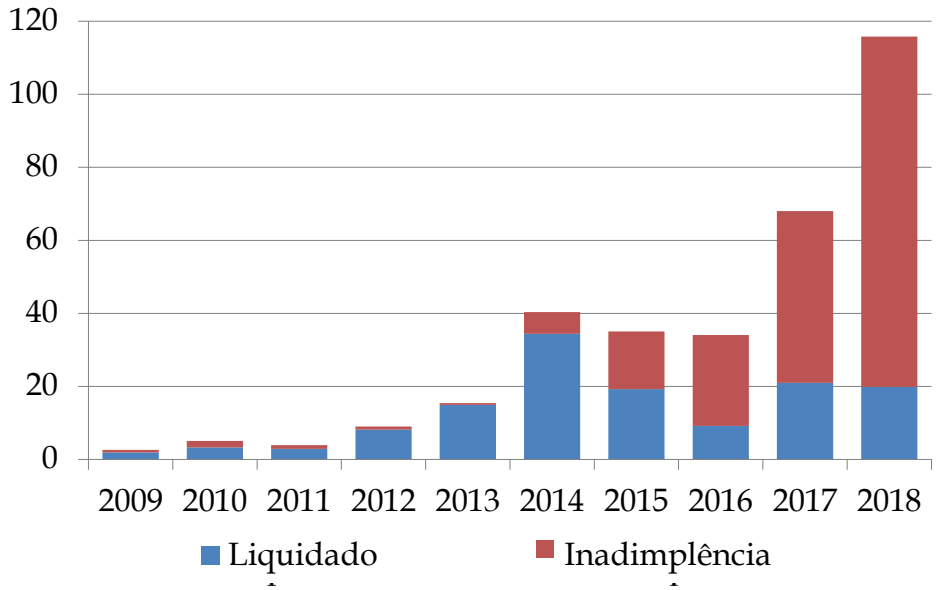
Por outro lado, a redução de contratos de venda de um agente que não deposita garantias financeiras tem o efeito de propagar os problemas deste agente às suas contrapartes, que se verão obrigadas a comprar ao PLD a energia que originalmente estaria coberta por um contrato. Em situações adversas em que os preços de curto prazo estejam elevados, há risco de quebra de outros agentes em um nocivo efeito dominó.

Finalmente, não há um mecanismo de gestão de risco que impeça a abertura de posições a descoberto, que elimine os contratos de agentes que não obedeçam à chamada de margem sem afetar a contraparte ou, ainda, que elimine o risco de inadimplência no MCP.

2.3.2. Inadimplência na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Os pagamentos na CCEE têm apresentado um histórico de inadimplência muito elevado. Neste sentido, o Gráfico 3 traz os valores contabilizados na Câmara, nos últimos 10 anos, com a separação entre os valores efetivamente liquidados e a inadimplência por qualquer razão.

Gráfico 3: Contabilização da CCEE
Valores liquidados e inadimplência entre 2009 e 2018 (em R$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria, com base em CCEE, InfoMercado, www.ccee.org.br.

Em termos absolutos, os maiores volumes de inadimplência são observados de 2015 em diante, com o agravamento da crise hidrológica e, em grande medida, como resultado de questionamentos por via judicial das regras de comercialização, através dos quais muitos agentes obtiveram decisões liminares isentando-os de depositar os valores devidos à CCEE.

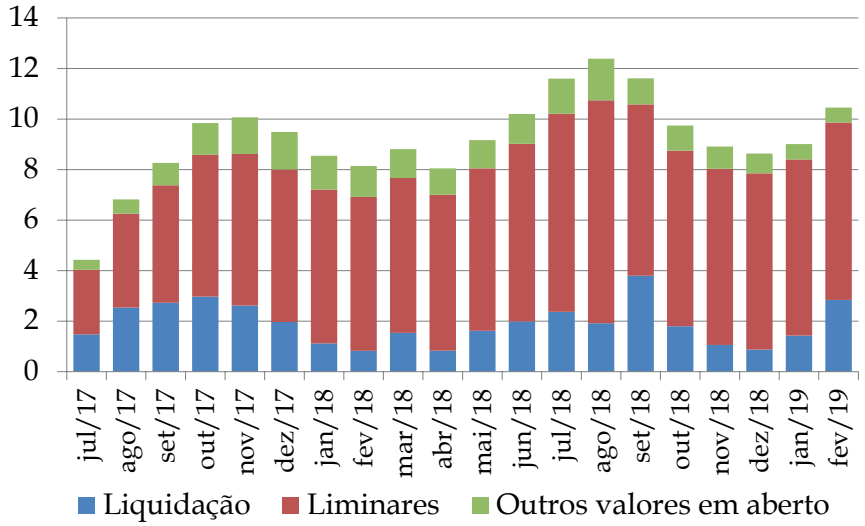
Cabe ressaltar, porém, que houve inadimplência em todos os 10 anos de histórico, em um montante que, em média, foi de 38,6% do total contabilizado em cada ano. Mesmo entre 2009 e 2013, quando a inadimplência foi relativamente pequena em termos absolutos, em termos relativos ela foi, em média, 20,1% dos valores contabilizados em cada ano.

Para interpretar adequadamente os dados, é importante entender como são contabilizados os valores em aberto na CCEE, os quais, ocorrendo por qualquer razão, entram novamente na contabilização da Câmara no mês seguinte. Se os agentes envolvidos não regularizam a situação neste segundo mês, os valores ainda em aberto entram na contabilização do mês subsequente, assim ocorrendo até a regularização da situação. A consequência prática disso é que os valores em aberto podem ser contabilizados por diversos meses, inflando os valores totais contabilizados em um ano ou mesmo em um período superior a um ano.

Por exemplo, algumas decisões judiciais suspenderam a exigibilidade de débitos de valores elevados durante períodos prolongados e, a cada mês, estes valores entram novamente na contabilização. Em 2018, chegou-se a uma inadimplência elevadíssima, da ordem de R$ 96 bilhões. Grande parte deste número tem como origem os débitos com exigibilidade suspensa por decisão judicial, relacionados a liminares relativas ao GSF (*Generation Scaling Factor*) de geradores hídricos que vendem energia ao mercado livre e que ficaram em aberto durante todo o ano.

A partir de julho de 2017, o InfoMercado da CCEE passou a discriminar os valores em aberto em decorrência de liminares daqueles de inadimplência propriamente dita. Neste sentido, o Gráfico 4 apresenta a contabilização da CCEE, entre os meses de julho de 2017 e fevereiro de 2019, dividida entre valores efetivamente pagos a cada mês, valores cobertos por liminares, basicamente relativas ao GSF, e outros valores em aberto.

Gráfico 4: Contabilização da CCEE
Valores liquidados, liminares e outros valores em aberto
De julho de 2017 a fevereiro de 2019 (em R$ bilhões)



Fonte: Elaboração própria com base em CCEE, InfoMercado, www.ccee.org.br.

Observa-se, neste gráfico, que a maior parte da inadimplência é resultado de liminares. Os valores ainda em aberto, em fevereiro de 2019, nesta classificação, equivaleram a R$ 7,02 bilhões. Por outro lado, os valores classificados como "outros valores em aberto" correspondem, basicamente, à inadimplência por parte de algumas distribuidoras, as quais, pela regra atual, são isentas do depósito de garantias na CCEE e, com alguma frequência, ficam inadimplentes. Também há valores em aberto devido à recuperação judicial e ao parcelamento dos débitos até a sua efetiva regularização de alguns agentes.

3. POSSÍVEIS MELHORIAS NO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO

Diante do exposto ao longo deste Capítulo, é possível concluir que existem fragilidades nos sistemas de garantias e pagamentos do mercado atacadista do Setor Elétrico Brasileiro, seja nas transações bilaterais de compra e venda de energia, seja

no ACR ou no ACL, seja nas transações no MCP. Nesta seção, são apresentadas algumas possíveis melhorias, tanto aquelas que dependem de alterações de caráter amplo no mercado de energia, como outras que podem ser implementadas em prazo mais curto, sem alterar substancialmente o atual modelo de comercialização de energia no atacado.

3.1. TRANSAÇÕES DE DISTRIBUIDORAS (CCEAR E MCP)

Em relação às transações bilaterais do ACR, decorrentes dos CCEARs, apesar de a estrutura dos CCGs celebrados entre geradores, distribuidoras e bancos gestores ser robusta (as receitas da distribuidora são empenhadas para garantir o pagamento dos CCEAR), os agentes, em alguns casos, não estão cumprindo as obrigações constantes nestes contratos. Como consequência, algumas concessionárias de distribuição vêm inadimplindo suas obrigações financeiras dos CCEARs. Nota-se que este problema diz mais respeito à gestão dos contratos do que ao seu desenho.

O grande número de contratos firmados nos leilões do ACR, entre cada vendedor e cada distribuidora que declarou necessidade de compra de energia no certame, gera um expressivo volume CCGs, os quais, na prática, nem sempre são implementados adequadamente. A solução para esta questão passa, no curto prazo, por uma fiscalização rigorosa e contínua da ANEEL, com o apoio da CCEE, para assegurar o cumprimento das obrigações contidas nos CCGs.

Por outro lado, algumas distribuidoras em dificuldades financeiras, por vezes, têm ficado inadimplentes no MCP, provocando o compartilhamento do inadimplemento entre os agentes credores. Destaca-se que este problema é de difícil solução no desenho regulatório atual, uma vez que, como as distribuidoras possuem consumidores cativos e seu mercado está vinculado a uma concessão, em caso de inadimplência, na prática, não é possível excluí-las de forma expedita do mercado de energia.

Um eventual processo de caducidade de uma concessão é demorado, de forma que entre o momento em que a distribuidora apresenta problemas financeiros e a entrada de uma nova concessionária capaz de assumir seus passivos pode transcorrer muito tempo. Este risco pode ser gerenciado de maneira indireta através da supervisão, por parte da ANEEL, da sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras. Através de ações de fiscalização, o regulador pode agir tempestivamente para evitar a deterioração acentuada da situação financeira das concessionárias, situação que pode induzir o inadimplemento da distribuidora no MCP.

Uma solução estrutural e, portanto, de longo prazo para o risco de inadimplência das distribuidoras no MCP passa pela separação entre as atividades de distribui-

ção e de comercialização de energia (Castro; Brandão *et al.*, 2017a). A distribuição, isto é, a atividade de gestão e manutenção de redes elétricas, é uma típica atividade de monopólio natural e pode continuar no regime de concessão, sujeita à regulação econômica pela ANEEL. Já a atividade de comercialização, que é potencialmente competitiva, ficaria a cargo de outra empresa, com um regime regulatório compatível com a operação em um mercado de energia competitivo, o que implica na possibilidade de exclusão do mercado de um comercializador inadimplente[14].

Adicionalmente, defende-se a adoção de uma bolsa de energia associada a uma *clearing house*, sujeitas à regulação financeira, como forma mais robusta de estruturar o mercado de energia, conforme apresentado no Capítulo 4 deste livro. Entretanto, uma solução deste tipo não parece compatível com o atual desenho do ambiente de comercialização regulado.

3.2. SEGURANÇA DAS TRANSAÇÕES NO MERCADO DE CURTO PRAZO

No que tange à segurança das transações no MCP de uma forma mais geral, isto é, para além das dificuldades específicas relacionadas às distribuidoras, já tratadas acima, existem questões de duas naturezas distintas.

Por um lado, o atual mecanismo de aporte de garantias financeiras do MCP tem se mostrado frágil, pois constitui mera antecipação, de alguns dias, ao pagamento da liquidação, através do aporte dos valores devidos, acrescido de uma pequena margem. Ademais, este mecanismo não se aplica a todos os agentes, considerando que as distribuidoras atualmente são dispensadas de constituir garantias para eventuais débitos no MCP.

Apesar dos sucessivos aprimoramentos, principalmente a partir de 2012, do modelo de constituição de garantias financeiras para assegurar o cumprimento das obrigações dos agentes no MCP, constatou-se que nenhuma das modalidades adotadas, no Brasil, foi efetiva para eliminar ou mitigar substancialmente o risco de inadimplência.

Por outro lado, a inadimplência na CCEE parece ter outras causas para além da fragilidade do modelo atual de garantias. Os dados apresentados acima, no Gráfico 3, permitem constatar que, em todos os últimos 10 anos, uma parte substancial

14 A separação das atividades de distribuição e de comercialização de energia, acompanhada da liberalização do mercado de varejo, possui várias implicações importantes. Em um mercado de varejo liberalizado, no qual a comercialização está sujeita à competição, é preciso prever um tratamento regulatório adequado para uma situação em que ocorra a quebra de um comercializador varejista, considerando que a carteira de clientes deste agente segue consumindo energia. Para que os consumidores sejam adequadamente atendidos e não haja interrupção dos fluxos de pagamentos no mercado de energia, é preciso ter regulamentada a figura do comercializador de último recurso, que possui a obrigação de assumir a carteira de clientes de um comercializador varejista com problemas financeiros.

dos montantes contabilizados na CCEE deixou de ser honrada pontualmente, situação que se agravou a partir de 2015. Além disso, demonstrou-se, no Gráfico 4, que a maior parte da inadimplência em período recente é devida a liminares protegendo agentes com débitos na CCEE, o que indica que as regras de comercialização de energia têm se mostrado vulneráveis à contestação judicial.

Diversas categorias de agentes questionaram, na Justiça, as regras de comercialização e, muitas vezes, obtiveram decisões favoráveis, isentando-os de pagar débitos contabilizados na CCEE (geradores hídricos, geradores térmicos e geradores com projetos em atraso) ou eximindo-os do rateio da inadimplência, de modo a se estabelecer uma preferência no pagamento dos créditos de alguns agentes (comercializadoras e geradores térmicos).

Ocorreram, também, inadimplências por outras razões, com destaque à inadimplência das distribuidoras, sobretudo das concessionárias federalizadas que foram recentemente privatizadas e das concessionárias estaduais com problemas financeiros.

No que diz respeito ao primeiro ponto, isto é, à fragilidade do desenho de garantias da CCEE, ela é decorrência do fato de o mercado de energia estar estruturado como um mercado de balcão desorganizado. Logo, não existe um administrador do mercado que conheça efetivamente as posições contratuais dos agentes, no momento em que elas são abertas, capaz de coibir a formação de posições excessivamente alavancadas. A CCEE não possui mecanismos para avaliar, previamente às medições, se os agentes estarão expostos ao MCP, o que torna inviável a exigência antecipada de garantias.

A condição básica para solucionar este problema de forma robusta é a estruturação do mercado de energia como um mercado de balcão organizado, no qual os contratos sejam registrados em uma entidade competente tão logo firmados e seu administrator possua a responsabilidade de conhecer as posições contratuais líquidas dos agentes e de restringir o acesso ao mercado daqueles que não observarem os critérios máximos de alavancagem ou as suas condições de acesso.

O segundo ponto, isto é, os níveis elevados de inadimplência verificados no MCP, cuja maior parte está amparada em decisões judiciais, parece estar relacionado a uma característica básica do desenho do mercado atacadista de energia brasileiro. O sistema é baseado em contratos de prazos longos, desconsiderados na definição do despacho, mas que tendem a expor aos agentes as diferenças no MCP, as quais não são capazes de gerenciar (Castro; Brandão *et al.*, 2017a). Assim, em situações em que o PLD permanece por muito tempo em patamares elevados, agentes operando no mercado de energia podem ser expostos a um risco financeiro elevado (Castro; Brandão *et al.*, 2010), o que, na prática, deu origem a uma judicialização maciça ao longo da crise hidrológica recente.

A separação de lastro e energia pode ser uma forma de resolver este problema, com os geradores comercializando um produto de longo prazo, relacionado à capacidade de conferir confiabilidade ao sistema, e vendendo energia física no curto prazo, o que pode minimizar o volume de diferenças (Castro; Brandão *et al.*, 2017).

3.3. MERCADO LIVRE

Recentemente, a quebra de comercializadoras chamou bastante atenção à segurança nas transações do mercado livre de energia. Uma solução passível de implementação em prazo relativamente curto é a utilização de uma supervisão financeira nos moldes da praticada nos mercados financeiros para monitorar as posições bilaterais dos agentes.

Observa-se que, nos mercados financeiros, o regulador costuma induzir que os mercados de contratos bilaterais se estruturem na forma de mercados de balcão organizados, com o seu administrador sendo responsável por conhecer as posições dos agentes e implementar uma política de controle de condições mínimas de acesso e de alavancagem. Na prática, isto equivale a integrar a negociação ao registro de contratos.

Atualmente, nem mesmo os contratos negociados em ambiente eletrônico, notadamente no BBCE, possuem registro automatizado, o que cria um risco com relação ao seu registro em si, que poderia ser mitigado via registro automático. Além disso, tal medida proporcionaria informações mais precisas sobre a exposição de cada agente, facilitando sobremaneira a análise de risco e crédito das contrapartes nas transações bilaterais do mercado livre.

Uma maior segurança nas transações pode ser obtida pelo monitoramento, por parte do regulador ou do operador do mercado, das posições bilaterais dos agentes e pela obrigatoriedade de registro imediato de todas as transações bilaterais fechadas no ambiente. Isto poderia ser feito mediante a obrigação de registro dos contratos do ACL em uma entidade administradora do mercado de balcão organizado, autorizada pela CVM. Nesta hipótese, o risco dos contratos continuaria sendo bilateral, mas haveria um ganho em termos de supervisão e monitoramento do mercado.

Outra medida de aperfeiçoamento do mercado livre pode ser um maior rigor, por parte da ANEEL, nos requisitos para autorização de um comercializador de energia. Neste sentido, seria possível aumentar as exigências de acesso ao mercado, uma vez que o atual requisito de capital social de R$ 1 milhão (art. 4º, VI da Resolução Normativa nº 678/2015) para constituição de comercializadoras pode ser considerado baixo.

Na mesma linha, outras exigências poderiam ser consideradas, como requisitos mínimos de governança. Pode-se, por exemplo, verificar a capacidade de gestão de risco dos comercializadores, exigindo a formação adequada dos profissionais responsáveis e sua independência em relação aos profissionais dedicados à negociação, bem como assegurar que a remuneração variável dos gestores de risco não esteja vinculada aos ganhos com negociações em mercado.

Finalmente, em prazo mais longo, é possível introduzir a negociação de energia em ambiente de bolsa, com contraparte central, o que constituiria uma alternativa interessante para eliminar o risco de crédito na negociação de contratos no mercado livre.

4. CONCLUSÕES

O modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado tem apresentado diversas fragilidades financeiras. Foi visto, ao longo do Capítulo, que, embora o desenho das garantias dos contratos do mercado regulado seja satisfatório, a implementação dos CCGs tem sido problemática e merece maior fiscalização.

Destaca-se que dois problemas estruturais afetam, atualmente, o Mercado de Curto Prazo da CCEE. Por um lado, algumas distribuidoras têm ficado inadimplentes em diversas ocasiões, com relativamente pouco a se fazer a respeito em um ambiente no qual elas possuem consumidores cativos e, por isso, precisam comprar energia continuamente. Assim, na prática, as concessionárias não podem ser afastadas do mercado.

Por outro lado, as regras de comercialização têm sido objeto de questionamento judicial e, como consequência, um grande volume de débitos contabilizados pela CCEE tem sua exigibilidade suspensa. As principais ações dizem respeito ao questionamento das regras do Mecanismo de Realocação de Energia das hidroelétricas, em que geradores conseguiram se proteger, na Justiça, total ou parcialmente, contra situações em que há déficit de geração hídrica (GSF, no jargão do setor).

Contudo, além dos geradores hídricos, geradores térmicos e geradores com projetos em atraso também recorreram à Justiça para ficarem isentos do pagamento de débitos contabilizados na CCEE. Ademais, outros agentes questionaram judicialmente as regras de rateio da inadimplência e conseguiram obter preferência para receber seus créditos.

A fragilidade do MCP a questionamentos pela via judicial parece estar relacionada a uma característica do desenho do mercado atacadista de energia brasileiro,

qual seja, a comercialização de energia é baseada em contratos de prazos normalmente longos, os quais não são considerados para a definição do despacho de curto prazo. Este desenho de mercado pode expor os agentes a diferenças no MCP que não são capazes de gerenciar (Castro; Brandão *et al.*, 2017a), as quais, em situações de seca prolongada, podem resultar em exposições de valores elevados para alguns deles (Castro; Brandão *et al.*, 2010).

Tendo em vista que a lógica de despacho e as regras de comercialização não dependem dos agentes, mas sim, em última instância, do governo, abriu-se espaço para uma judicialização maciça ao longo da crise hidrológica recente. A eventual separação entre lastro e energia pode ser uma forma de resolver esta questão, com os geradores, por um lado, comercializando um produto de longo prazo relacionado à confiabilidade do sistema e, por outro, vendendo energia física no curto prazo (Castro; Brandão *et al.*, 2017). Com isso, não haveria mais a atual indução de contratos de longo prazo que envolvem a obrigação de entrega de energia descolada do despacho efetivo, o que poderia contribuir de forma decisiva para contornar o problema apontado.

Já a fragilidade do desenho de garantias da CCEE decorre do fato de o mercado de energia estar estruturado como um mercado de balcão desorganizado, isto é, sem que exista um administrador que conheça efetivamente as posições contratuais dos agentes no momento em que elas são abertas e que seja capaz de coibir a formação de posições excessivamente alavancadas. A CCEE não tem como avaliar, previamente às medições, se os agentes estarão expostos ao MCP, o que torna inviável a exigência antecipadamente garantias.

A condição básica para solucionar este problema de maneira robusta é que o mercado de energia se estruture como um mercado de balcão organizado, no qual os contratos sejam registrados em uma entidade competente tão logo firmados e seu administrator tenha a responsabilidade de conhecer as posições contratuais líquidas dos agentes e de limitar o acesso ao mercado daqueles que não observarem os critérios máximos de alavancagem ou as condições de acesso ao ambiente. Uma solução nesta linha teria a vantagem de tornar os contratos do mercado livre mais robustos, pois, ainda que o risco permaneça sendo bilateral, passará a haver controle do nível de alavancagem dos agentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2001). **Resolução n° 161, de 20 de abril de 2001**. Estabelece o arranjo de garantias financeiras e as penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2002). **Resolução n° 552, de 14 de outubro de 2002**. Estabelece os procedimentos relativos à liquidação das operações de compra e venda de energia elétrica, no mercado de curto prazo, no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e trata das garantias financeiras e penalidades.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2005). **Resolução Normativa n° 150, de 28 de fevereiro de 2005**. Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão janeiro/2005, aprovadas pela Resolução Normativa nº 145, de 01 de fevereiro de 2005.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). **Resolução Normativa n° 216, de 04 de abril de 2006**. Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 150, de 28 de fevereiro de 2005, bem como aprova as alterações do Procedimento de Comercialização PdC LF.01 - Liquidação Financeira, contida no Anexo II da Nota Técnica SEM/ANEEL nº 55, de 22 de março de 2006, e revoga a Resolução nº 23, de 21 de janeiro de 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). **Resolução Normativa n° 336, de 12 de novembro de 2008**. Aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes à metodologia de cálculo das garantias financeiras, associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP e Revoga a Resolução Normativa ANEEL nº 216, de 04 de abril de 2006.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). **Nota Técnica n° 087/2012-SEM/ANEEL.**

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2013). **Nota Técnica n° 086/2013-SEM/ANEEL**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/067/documento/nt_086_2013_sem_abertura_ap_gfin_r16_25jun13.pdf.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). **Resolução Normativa n° 531, de 21 de dezembro de 2012**. Altera a metodologia de cálculo das garantias financeiras associadas ao mercado de curto prazo, estabelece critérios e condições para efe-

tivação de registro de contratos de compra e venda de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e dá outras providências.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). **Resolução Normativa n° 658, de 14 de abril de 2015**. Estabelece a obrigação de entrega de energia dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova e o critério de alocação dos custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, cujo Custo Variável Unitário - CVU seja superior ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD; e altera o art. 21, parágrafo 4º da Resolução Normativa nº 622, de 19 de agosto de 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). **Resolução Normativa n° 678, de 01 de setembro de 2015**. Estabelece os requisitos e os procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2018). **Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-6_2018_CARVAO.pdf.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). **Processo Administrativo n° 48500.003559/2015-71**. Disponível em: http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp.

BBCE, Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (2019). **Minuta de contrato padrão de comercialização de energia no ACL**. Disponível em: https://www.bbce.com.br/wp-content/uploads/2019/02/contrato-padrao-bbce-v5.03.pdf.

Brasil (1993). **Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

Brasil (2004). **Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Brasil (2004). **Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de

geração de energia elétrica, e dá outras providências.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2019). **Resultado consolidado dos leilões.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leilão&_afrLoop=678923797704103&_adf.ctrl-state=9vy3u891i_63#!%40%40%3F_afrLoop%3D678923797704103%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D9vy3u891i_67.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2019). **InfoMercado Mensal. Fevereiro de 2019**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afrLoop=769789178165111&_adf.ctrl-state=1bcw9218gq_102#!%40%40%3F_afrLoop%3D769789178165111%26_adf.ctrl-state%3D1bcw9218gq_106.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2010). **Regras de Comercialização**. Módulo Liquidação. Versão 2010. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afrLoop=195778045816663&_adf.ctrl-state=7aaurebwl_46#!%40%40%3F_afrLoop%3D195778045816663%26_adf.ctrl-state%3D7aaurebwl_50.

Castro, N. J.; Brandão, R. (2010). **O risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17. GESEL-UFRJ. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Machado, A.; Gomes, V. (2017). **Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 74. GESEL-UFRJ.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Machado, A.; Gomes, V. (2017a). **Contribuições para o aperfeiçoamento do mercado atacadista de energia brasileiro**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 77. GESEL-UFRJ.

Gomes, V. (2016). **Separação entre lastro e energia: Fundamentos e possíveis consequências para os novos geradores. Brasil Energia**. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/38_gomes5.pdf.

CAPÍTULO 3

AS INFRAESTRUTURAS DE MERCADO NO BRASIL

Ernani Torres
Luiz Macahyba

INTRODUÇÃO

Este Capítulo tem por objetivo discorrer, de maneira sucinta, sobre as principais características do funcionamento do Sistema de Pagamentos Brasileiro (SPB), em especial no que diz respeito às Infraestruturas de Mercado nas quais são cursadas todas as transações que envolvam ativos e contratos financeiros.

Assim, este Capítulo apresenta os modelos de liquidação existentes no Brasil e as instituições responsáveis por administrá-los, inclusive a Brasil Bolsa Balcão (B3), empresa privada que resultou da fusão entre Bovespa, BM&F e Cetip e que é a única no país autorizada a prestar os serviços de registro, negociação e liquidação de todos os ativos e contratos financeiros privados.

É essencial lembrar que, no Brasil, um ativo financeiro para ser adquirido por qualquer tipo de investidor doméstico ou estrangeiro precisa estar constituído em um sistema de registro. Pela legislação atual, além da formalidade jurídica, a criação do ativo só se encerra após o registro eletrônico em uma instituição autorizada a funcionar e supervisionada pelo Banco Central do Brasil (BACEN) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As instituições que cumprem este papel, ou seja, que realizam a guarda eletrônica ou custódia dos ativos e dos contratos financeiros, são chamadas Centrais Depositárias (CD). Nelas, existem contas individualizadas que registram a posse dos ativos em nome dos comitentes finais permitindo, também, que as operações de mercado secundário sejam liquidadas com segurança e transparência.

A cada operação de mercado secundário, as Centrais Depositárias confirmam a existência do ativo na conta do agente vendedor antes do efetivo pagamento pelo comprador, independentemente se a operação é fechada ao telefone e, posteriormente, registrada ou se a transação ocorrer através de sistemas eletrônicos de negociação. Deste modo, uma vez efetuado o pagamento, o sistema transfere a titularidade do ativo para o novo detentor, encerrando com segurança aquela transação.

Destaca-se que, caso o registro de um contrato financeiro ou de uma transação de mercado secundário seja realizado em uma câmara de compensação que atue como compradora de todas as vendas e vendedoras de todas as compras, os participantes têm assegurada a liquidação dessas operações mesmo no caso de inadimplência de qualquer das partes.

Nesta hipótese, a câmara assume a posição da instituição inadimplente, recorre aos diversos níveis de garantias pré-existentes e liquida a operação, evitando o con-

tágio para outros participantes. Instituições que exercem estas funções são chamadas Contrapartes Centrais (CCP).

No Brasil, a B3 é, até o momento, a única instituição autorizada a atuar como Contraparte Central e, por este motivo, o presente Capítulo detalhará o seu funcionamento, com foco nos mecanismos de gestão de riscos e nas cadeias de responsabilidades de seus participantes.

1. SISTEMA DE PAGAMENTOS BRASILEIRO: CONCEITOS E ESTRUTURA ATUAL

1.1. RISCOS EM SISTEMAS DE PAGAMENTOS E AS RECOMENDAÇÕES INTERNACIONAIS

Um dos principais objetivos deste livro é avaliar a possibilidade de utilização das Infraestruturas de Mercado[1] e do aparato regulatório financeiro para o registro e a liquidação dos contratos dos mercados regulado e livre do Setor Elétrico Brasileiro. Assim, o primeiro passo desta seção consiste em identificar os principais riscos associados à liquidação de uma transação financeira e as recomendações internacionais acerca de como mitigá-los.

Em seguida, são apresentados os principais participantes do SPB, sobretudo aqueles responsáveis pelo registro dos ativos e dos contratos financeiros e pela liquidação de transações e pagamentos bilaterais em tempo real, ou que atuem na liquidação das operações em bases multilaterais (*netting*).

Em termos básicos, o principal desafio de um Sistemas de Pagamentos é garantir que uma operação financeira será liquidada de forma irrevogável depois de seu registro inicial, sem a necessidade de múltiplas intervenções humanas (o chamado *Straight Through Processing*, STP), seja ela uma transferência de valores entre agentes, a liquidação de um contrato financeiro ou mesmo uma simples operação de mercado secundário.

Para tanto, é essencial que todas as Infraestruturas de Mercado e seus participantes estejam seguramente interconectados, com redes dedicadas, mensageria

1 Sempre que a expressão Infraestruturas de Mercado for utilizada neste Capítulo, ela significará basicamente as instituições ou os sistemas de registro, negociação, compensação e liquidação para contratos do mercado financeiro. Estes serviços serão detalhados ao longo do Capítulo.

padronizada[2] , esquemas de contingência robustos, etc. Assim, tendo em vista que as transações financeiras representam uma cadeia de compromissos relacionados entre si, além de tecnologicamente interconectados, todos os participantes devem estar prontos a cumprir suas funções dentro de cada etapa do ciclo de liquidação.

Falhas nestas cadeias de compromissos envolvendo agentes sistemicamente importantes podem provocar o chamado efeito dominó, atingindo diretamente as contrapartes da instituição que não honrou suas operações, bem como outros participantes que sequer estavam diretamente envolvidos na cadeia das transações originais.

A possibilidade de que uma cadeia de compromissos financeiros venha a ser interrompida decorre da existência de uma série de riscos que se mostraram crescentemente relevantes a partir dos anos 80. Desde então, esta problemática ganhou notória prioridade na agenda dos reguladores supranacionais, sobretudo para o *Bank of International Settlements* (BIS) e para a *International Organization of Securities Commissions* (IOSCO).

A maior parte dos esforços destas duas entidades consistiu em mapear as fontes de riscos para os Sistemas de Pagamento e propor formas de mitigá-los. Além dos documentos produzidos pelo BIS e pela IOSCO, há uma vasta bibliografia produzida por outras entidades que atuam em múltiplas jurisdições, como também pelos bancos centrais de diversos países.

O ponto de partida que une todas essas autoridades é a constatação de que os Sistemas de Pagamentos estão sujeitos a diversos riscos que exigem mecanismos de gestão específicos para cada uma das etapas do ciclo de liquidação, seja para a realização de uma simples transferência bilateral ou, ainda, para a liquidação de um contrato mais complexo, como é o caso dos derivativos. Os riscos mais importantes a serem mitigados em sistemas de pagamentos são risco de crédito ou de contraparte, risco de liquidez, risco operacional e risco legal.

O risco de crédito ou de contraparte é a possibilidade de que um participante seja incapaz de honrar por completo suas obrigações dentro do sistema, tanto no vencimento quanto em qualquer momento no futuro. Este risco pode ser decomposto em dois. O primeiro é o risco de principal, situação em que a contraparte perde integralmente todo o valor envolvido na transação. É o caso, por exemplo, de uma operação de compra e venda de um ativo em que a instituição compradora executa o pagamento, mas não recebe o ativo que adquiriu. Já o segundo é o risco de recompo-

2 Arquivo padronizado que contém um conjunto estruturado de informações trocado entre participantes do SPB, com a finalidade de solicitar uma operação, informar um resultado, avisar a ocorrência de mudança operacional ou informar outras questões relevantes.

sição, cuja a perda é menor, uma vez que a substituição da contraparte pode ocorrer em condições adversas de mercado.

O risco de liquidez está relacionado à hipótese de que a contraparte não liquide uma obrigação na data do seu vencimento, mas venha a realizá-la em algum momento no futuro. Em geral, os sistemas de liquidação dispõem de mecanismos de otimização de filas, empréstimos de ativos, dentre outros, que ajudam a lidar com situações de descasamentos de liquidez de um participante por intervalos muito curtos de tempo.

Por sua vez, o risco operacional consiste na possibilidade de perdas resultantes de falta ou inadequação de processos, pessoas ou sistemas internos, bem como provenientes de fatores externos. As recomendações internacionais para minimizar este tipo de risco são bastante genéricas, considerando que dependem, entre outros fatores, do nível de desenvolvimento tecnológico de cada Sistema. Observa-se que os principais fatores que aumentam substancialmente o risco operacional são a falta de controle de sistemas e processos, falta de supervisão e treinamento de pessoas inadequados, além de esquemas de contingência mal planejados.

Por fim, o risco legal tem origem na inexistência de um arcabouço jurídico que seja transparente, que alcance todas as jurisdições e contrapartes e que garanta a segurança jurídica de todas as etapas e funcionalidades do ciclo de liquidação. Há alguns aspectos essenciais que o arcabouço jurídico precisa prever, tais como a irrevocabilidade das transações, a proteção das garantias depositadas nas câmaras em situações de insolvência ou quebra do depositante, a previsão da extinção de obrigações por esquemas de saldos multilaterais, entre outras.

1.2. ETAPAS DO CICLO DE LIQUIDAÇÃO

Nesta subseção, objetiva-se descrever os mecanismos de registro, negociação, aceitação, compensação e liquidação dos ativos e contratos financeiros. Cada uma destas etapas têm prestadores de serviços, procedimentos, controles de acesso, processos de gerenciamento de riscos e participantes bastante diferentes entre si.

Ressalte-se que serão apresentados apenas os conceitos e os participantes que sejam potencialmente aderentes a um dos principais objetivos deste estudo, qual seja, a avaliação da possibilidade de que o aparato regulatório e os esquemas de liquidação dos ativos financeiros sejam adequados para ampliar a segurança e a transparência na liquidação dos contratos do Setor Elétrico Brasileiro.

Assim, por registro, entende-se o ato de formalização e inscrição de uma operação ou ativo em um ambiente de negociação, de registro ou na câmara. Trata-se,

portanto, do momento em que o ativo "nasce" ou é introduzido em sistemas de negociação ou em uma entidade que presta os serviços de Contraparte Central. Nesse momento, todas as características dos ativos precisam estar definidas e são imutáveis, tais como valores iniciais, prazos, remuneração e obrigações acessórias.

Os ativos ou contratos emitidos no mercado primário e suas futuras negociações são registradas em posições individualizadas do investidor, a cada mercado, e as instituições que prestam este tipo de serviço são chamadas de Centrais Depositárias, conforme mencionado.

Já a negociação representa a operação que reúne um comprador e um vendedor de um ativo. Esta operação pode ocorrer bilateralmente ao telefone, o chamado mercado de balcão tradicional, e posteriormente ser levada a registro ou ser cursada, ainda, em plataformas abertas ou em salas de negociação eletrônica privadas, com ou sem a interposição de uma CCP. Assim, os Sistemas de Negociação são o local onde compradores e vendedores se "encontram" para fecharem suas transações.

A aceitação consiste no estágio inicial do processo de liquidação em instituições que exercem o papel de CCP e que liquidam em bases multilaterais. Para ser novada[3] pela câmara, a operação deve estar em conformidade com os regulamentos e manuais de risco da instituição. Deste modo, somente após esta checagem, a câmara se transforma em compradora de todas as vendas e vendedora de todas as compras. A aceitação é, portanto, um processo que ocorre no ambiente de uma Contraparte Central. Assim, se a operação está desenquadrada dos limites e condições impostos pela CCP, ela é cancelada.

A compensação pode ser definida como o procedimento de apuração da posição líquida (créditos menos débitos) de direitos e obrigações das contrapartes para a liquidação na câmara. Estes serão os valores que os participantes receberão, se suas posições líquidas forem credoras em um determinado mercado ou, contrariamente, o montante a ser transferido para a câmara pelo participante visando cobrir sua posição líquida devedora.

Por fim, a liquidação consiste no resgate de uma obrigação financeira através de um pagamento em dinheiro, o que pode ocorrer em sistemas de Liquidação Bruta em Tempo Real (LBTR), nos quais o processamento e a liquidação são realizados simultaneamente em tempo real, transação a transação. Este modelo garante, por definição, a efetividade do princípio da entrega contra pagamento, ou seja, se o comprador de um ativo não possui recursos disponíveis no momento exato em que a operação é confirmada por dupla digitação

3 Novação é a criação de uma obrigação nova para extinguir uma obrigação anterior.

das partes, esta é cancelada e o vendedor mantém o ativo desbloqueado em sua conta de custódia para dar curso em outra transação no momento seguinte.

Alternativamente, as operações podem ser liquidadas em sistemas de Liquidação Diferida Líquida (LDL), situação em que há um espaço de tempo entre a aceitação de um pagamento para liquidação pela câmara e a liquidação propriamente dita. Neste caso, as posições líquidas da cada participante são apuradas e liquidadas em determinadas janelas do dia. Esta defasagem temporal introduz, porém, uma série de riscos (ver Subseção 1.1) que a câmara administra utilizando-se de barreiras de segurança.

Destaca-se que, para participar de ambientes que liquidam em bases diferidas líquidas, o participante deve cumprir todas as exigências determinadas na regulação específica emitida pelo BACEN e pela CVM, além daquelas presentes nos manuais e nos códigos das instituições que prestam estes serviços.

Assim, além de todos os requisitos tecnológicos, de segurança e de conformidade, o participante precisa aportar recursos financeiros na câmara mesmo antes de começar a operar. Nota-se que as responsabilidades formais e financeiras para liquidar posições próprias e de terceiros são definidas *a priori*, dependendo da função que o participante executa no processo de liquidação.

Além disso, à medida que o participante começa a operar, os cálculos diários e, em alguns ambientes, intradiários se transformam em maiores exigências de garantias e margens.

Formalmente, uma Contraparte Central precisa dispor de recursos que sejam suficientes para liquidar a posição líquida negativa de seus dois maiores participantes. Por isso, seus sistemas de gerenciamento de risco devem ser muito robustos, ou seja, precisam "cobrar" mais garantias dos participantes todas as vezes em que as condições de mercado ficam mais incertas ou quando o participante apresenta indícios de problemas de liquidez. A seguir, ao analisar o funcionamento da B3, estes mecanismos serão discutidos detalhadamente.

2. B3 – BRASIL BOLSA BALCÃO

2.1. OS PARTICIPANTES E AS CADEIAS DE RESPONSABILIDADES

A B3, resultado da fusão entre Bovespa, BM&F e Cetip, é a única instituição que administra sistemas de negociação, registro, compensação e liquidação para todas

as principais classes de ativos, desde ações e títulos de renda fixa corporativa até derivativos de moedas, operações estruturadas de taxas de juro e de *commodities*.

A B3 é uma empresa de capital aberto que atua nos mercados de balcão e bolsa. À exceção dos títulos públicos, que estão custodiados no Selic, todos os demais ativos e contratos que compõem os portfólios de investidores locais ou estrangeiros estão registrados na B3.

Parte das transações registradas em seus ambientes, sobretudo os contratos de derivativos, é garantida pela Câmara que, nesta função, desempenha o papel típico de Contraparte Central.

Recorde-se que nestes ambientes o registro da operação e sua liquidação financeira ocorrem em momentos diferentes do ciclo. Esta defasagem exige que os participantes disponham de recursos previamente depositados na Câmara, a fim de mitigar os riscos descritos na Subseção 1.1.

Neste contexto, os procedimentos de gestão de riscos e de definição de salvaguardas são o coração da B3 e se iniciam nas próprias definições do papel que cada participante tem nos diversos mercados. Ao ingressar na Câmara, a instituição tem seus limites e atribuições claramente definidos na cadeia de responsabilidades para cada tipo de operação.

Os cinco principais participantes da B3 são os membros de compensação, os liquidantes, os participantes de negociação plenos, os participantes de liquidação e os agentes de custódia. O papel de cada um desses agentes está escrito nos diversos documentos disponíveis no site da Câmara[4] .

2.2. TIPOS DE GARANTIAS E HIERARQUIA DE USO

Todos os participantes da B3 estão sujeitos às regras de depósitos de garantias, de margens e de participação nos fundos de liquidação e de liquidez. O aporte de recursos de cada agente tem um estreita correlação com o seu papel na cadeia de responsabilidades e nas posições em aberto - proprietárias e de terceiros - nos diversos mercados.

As necessidades de aporte de garantias são apuradas para os membros de compensação, os participantes de negociação plenos, os participantes de liquidação e os comitentes a eles vinculados, podendo ser:

i) Garantias prestadas por comitentes, de sua titularidade, ou por terceiros, para cobertura de perdas associadas às suas posições, incluindo seus ati-

4 Glossário (2017); Manual de Administração de Risco da Câmara de Compensação e Liquidação (janeiro/2019); Regulamento da Câmara de Compensação e Liquidação (abril/2018).

vos alocados como cobertura, os quais são considerados garantia em caso de inadimplência;

ii) Garantias prestadas por membros de compensação e demais participantes, para cobertura do risco intradiário decorrente das operações registradas sob suas responsabilidades;

iii) Garantias mínimas não operacionais prestadas por participantes de negociação plenos e participantes de liquidação, exigidas como condição de acesso à Câmara;

iv) Recursos depositados no Fundo de Liquidação, pela B3 e pelos membros de compensação, destinados à cobertura de perdas decorrentes de falha de membros de compensação no cumprimento de suas obrigações perante a Câmara. O valor inicial depositado pela B3 é de R$ 600 milhões e, a cada ano, é corrigido em 66% da Taxa Selic acumulada no ano anterior; ou

v) Recursos depositados pela B3, por membros de compensação, por participantes negociação plenos e por participantes de liquidação que irão compor o Fundo de Liquidez.

Destaca-se que as cotas do Fundo de Liquidez de titularidade dos membros de compensação e da BM&F/BOVESPA são utilizadas para constituição de suas contribuições para o Fundo de Liquidação. Já as cotas de titularidade dos participantes de negociação plenos e dos participantes de liquidação são utilizadas para constituição de garantias.

As operações de empréstimo e as operações realizadas no mercado de derivativos devem ser colateralizadas pelo comitente. As operações do mercado à vista, por sua vez, podem ser colateralizadas pelo comitente e pelo participante de negociação pleno ou participante de liquidação.

As garantias depositadas por todos os participantes visando cobrir as posições em aberto decorrentes das negociações realizadas ao longo do dia são chamadas de margem, calculada conforme a metodologia CORE (*Close out Risk Evaluation*). Esta metodologia se baseia em cenários para os fatores primitivos de risco, sendo tais cenários definidos de forma a assegurar ao modelo de margem um nível de confiança de, no mínimo, 99%.

A margem requerida do comitente corresponde ao risco do seu portfólio, definido como o maior custo potencial de encerramento das posições nele contidas, ou seja, o pior resultado financeiro negativo (perda financeira) decorrente do processo de encerramento, tendo em vista um conjunto de cenários de risco e sem considerar as garantias depositadas.

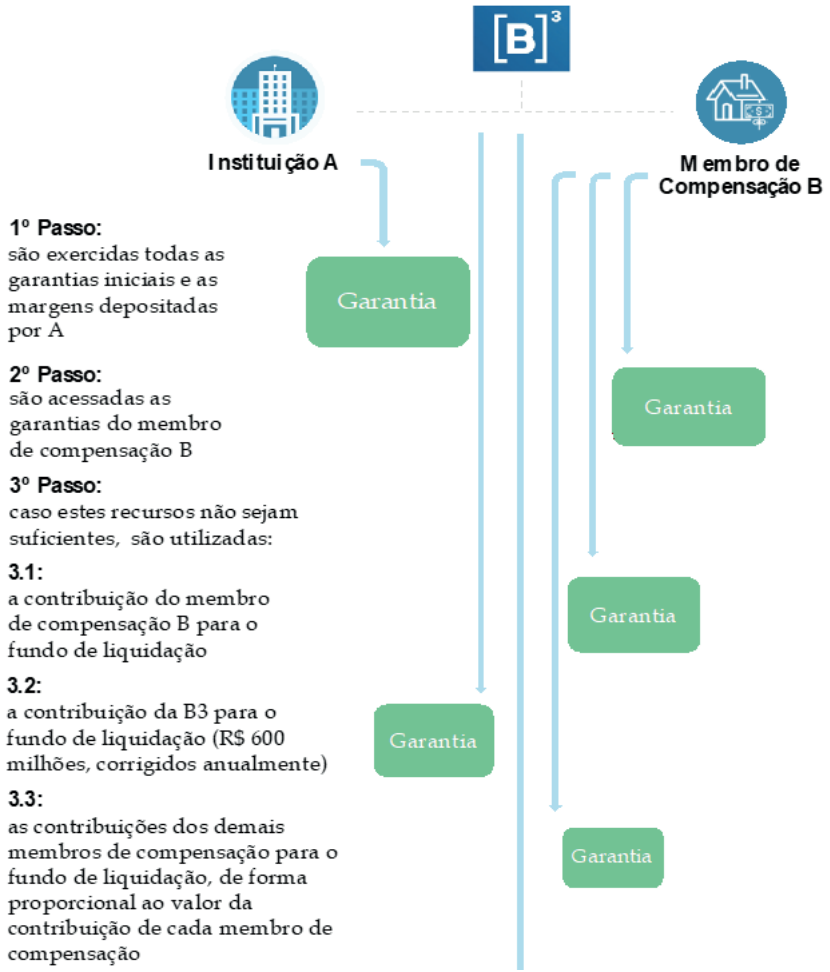
O risco residual do comitente, por outro lado, é definido como a pior perda financeira decorrente do processo de encerramento de suas posições, considerando tanto um conjunto de cenários de risco como as garantias depositadas. O risco residual corresponde, portanto, ao déficit de garantias, indicando a insuficiência das garantias depositadas para cobrir as perdas resultantes do processo de encerramento.

Neste contexto, a chamada de margem corresponde ao déficit de garantias quando comparados o valor das garantias depositadas e o risco das operações não alocadas (registradas em conta de transição) e das operações alocadas sob a modalidade de colateralização pelo participante, sendo as garantias avaliadas, também, sob diversos cenários e tomando-se o menor valor para a determinação da chamada de margem.

Na hipótese de inadimplência de um comitente, a utilização das garantias ocorre no formato de uma cascata, começando pelos recursos depositados pelo próprio. Em seguida, são acessadas as garantias dos participantes de negociação plenos, dos participantes de liquidação e dos membros de compensação que estejam vinculados ao comitente inadimplente.

Caso estes recursos não sejam suficientes, são utilizadas, em sequência, a contribuição do membro de compensação para o Fundo de Liquidação, a contribuição da BM&F/BOVESPA para o Fundo de Liquidação, as contribuições dos demais membros de compensação para o Fundo de Liquidação, de forma proporcional ao valor da contribuição de cada um, e, por fim, o caixa da B3 dedicado à Câmara. A Figura 1, apresentada a seguir, sistematiza a utilização dos diversos níveis de garantia na hipótese de uma instituição não honrar suas obrigações em operações que tenham a B3 como Contraparte Central.

Figura 1: Funcionamento do esquema de garantias da B3 em caso de default de uma instituição



Fonte: Manual de Administração de Risco da Câmara de Compensação e Liquidação da BM&F/BOVESPA.

O depósito de garantias deve ser efetuado em moeda nacional, podendo ser substituído pelo depósito de outros ativos e moedas, a critério da Câmara. Independentemente do fato de a B3 aceitar um ativo como garantia, os responsáveis pelas operações e posições associadas a tal garantia respondem pelo risco de crédito da emissão e pela sua autenticidade, bem como por sua imediata substituição, se assim for determinado pela Câmara.

Esses ativos estão sujeitos a limites máximos de depósitos, que são informados periodicamente pela Câmara, e sua valorização é calculada pela metodologia CORE, descrita sucintamente a seguir.

2.3. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA CORE (*CLOSE OUT RISK EVALUATION*)

A metodologia CORE foi desenvolvida para a apuração de medidas de risco inerentes à atividade de Contraparte Central da BM&F/BOVESPA em um ambiente multimercados e multiativos. O problema de administração de risco de uma Contraparte Central, na hipótese de inadimplência de um ou mais agentes, consiste na capacidade de dispor de recursos necessários para realizar o encerramento das posições detidas pelos participantes inadimplentes, sob condições de mercado adversas.

Esta metodologia se destaca por representar, detalhadamente, esse processo de encerramento, avaliando perdas e ganhos potencialmente incorridos ao longo do período. Outras importantes características da metodologia são:

i) Oferecer não somente medidas de risco, mas também uma regra prática para o encerramento de contratos e de ativos que seja consistente com tais medidas de risco;

ii) Reconhecer as diferentes condições de liquidez de cada contrato e ativo;

iii) Distinguir, apropriadamente, o risco de mercado dos riscos de descasamentos de fluxo de caixa ao longo do processo de encerramento;

iv) Controlar os riscos de liquidez decorrentes de fluxos de pagamentos de valores principais de ativos;

v) Analisar o processo de encerramento do portfólio de forma conjunta com a liquidação das correspondentes garantias;

vi) Incorporar ao cálculo de risco, de maneira robusta, os *hedges* naturais existentes entre os diversos instrumentos e ativos, incluindo aqueles que constituem garantias;

vii) Não incorrer em erros de apreçamento derivados de técnicas de aproximação, reavaliando completamente, em cada cenário de risco, os instrumentos não lineares; e

viii) Permitir a implantação e a execução computacional eficiente e escalável, possibilitando o cálculo de risco de todos os portfólios de maneira tempestiva.

3. CONCLUSÕES

A ideia central do estudo que deu origem a este livro, envolvendo a criação de uma bolsa de energia no país, parte do pressuposto de que o surgimento de uma ou de várias entidades que registrem e atuem como Contraparte Central nos contratos à vista e de derivativos para o Setor Elétrico Brasileiro aumentaria a segurança nos processos de liquidação financeira desses contratos, o que, possivelmente, atrairia novos participantes e incrementaria a liquidez deste mercado.

A análise realizada neste Capítulo indica que seriam pequenas as alterações regulatórias e processuais no *modus operandi* das infraestruturas financeiras que já estão em operação no Brasil. No caso do mercado de derivativos, o prestador de serviço terá, basicamente, que adaptar seus sistemas de gerenciamento de riscos para que realizem os cálculos de garantias e margens, como já ocorre hoje, para outras *commodities* cujos preços indexam contratos futuros, operações a termo, *swaps*, etc. Não havendo entrega física, os contratos padronizados ou de balcão terão seus riscos gerenciados pela Contraparte Central, que, nestes casos, atua como compradora de todas as venda e vendedora de todas as compras.

Já para o mercado físico, a complexidade é bem maior. Os processos de LBTR ou de LDL sempre dependerão de que se preserve o princípio da entrega contra pagamento. Assim, uma vez que a operação for confirmada por duplo *input*, o vendedor da energia tem a certeza de que receberá os recursos financeiros e o comprador a garantia de que receberá a energia contratada. Para um ativo não estocável, como a energia elétrica, isto traz certamente algumas dificuldades, conforme analisado na Seção 1 deste Capítulo. Contudo, apresenta-se, no Capítulo 4, a proposta de criação de um Mercado Físico de Energia para o Setor Elétrico Brasileiro, elaborada no âmbito deste estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDIMA, Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto (2002). **Sistema de Pagamentos Brasileiro**. Relatório Econômico. Rio de Janeiro, Brasil.

BACEN, Banco Central do Brasil (2000). **Projeto de Reestruturação do Sistema de Pagamentos Brasileiro**. Nota Técnica, Brasília, Brasil.

BIS, Bank of International Settlement (2001). **Core principles for Systemically Important Payment Systems**. Basileia, Suíça.

BIS, Bank of International Settlement (2001). **Recommendations for Securities Settlement Systems**. Basileia, Suíça.

BIS, Bank of International Settlement; IOSCO, International Organization of Securities Commission (2012). **Principles for Financial Market Infrastructures**. Basiléia, Suíça.

BM&F, Bolsa de Mercadorias e Futuros; BOVESPA, Bolsa de Valores de São Paulo (2017). **Glossário**. São Paulo, Brasil.

BM&F, Bolsa de Mercadorias e Futuros; BOVESPA, Bolsa de Valores de São Paulo (2019). **Manual de Administração de Risco da Câmara de Compensação e Liquidação da BM&F/BOVESPA**. São Paulo, Brasil.

BM&F, Bolsa de Mercadorias e Futuros; BOVESPA, Bolsa de Valores de São Paulo (2018). **Regulamento da Câmara de Compensação e Liquidação da BM&F/BOVESPA**. São Paulo, Brasil.

COMPE, Centralizadora da Compensação de Cheques (2011). **Manual Operacional da COMPE**. Brasília, Brasil.

ANEXO I – ABREVIATURAS E GLOSSÁRIO DE TERMOS

Estão apresentados, abaixo, as abreviaturas e os termos utilizados neste Capítulo cujas definições não estão no corpo do texto.

Aceitação: Estágio inicial do processo de liquidação por meio do qual uma câmara se transforma em Contraparte Central para a liquidação de operações pelo saldo multilateral líquido.

Agente de Compensação: Instituição responsável perante seus clientes e câmaras pela compensação e pela liquidação dos saldos sob sua responsabilidade.

Câmara de Compensação e Liquidação: Instituição que exerce as atividades de compensação e liquidação e opera qualquer um dos sistemas do SPB cujo funcionamento resulte em movimentações entre seus integrantes.

Central Depositária: Instituição ou departamento, nacional ou estrangeiro, que presta, em caráter principal, o serviço de depósito centralizado de ativos.

Cobertura: Ativo objeto de operação de venda à vista, de derivativo ou de empréstimo mantido pelo comitente, em carteira específica de conta de depósito, destinado à entrega na liquidação de tais operações, sendo considerado como garantia em caso de inadimplência do comitente.

Comitente: Pessoa física, jurídica, fundo ou entidade de investimento coletivo ou qualquer entidade semelhante, no Brasil ou no exterior, que participa como titular das operações realizadas por sua conta e ordem ou por intermédio de um participante e liquidadas também por intermédio de um participante e que utiliza um agente de custódia de seus ativos.

Compensação (*netting*): Processo que envolve a apuração da posição líquida (créditos menos débitos) de cada participante.

Compensação Bilateral: Compensação que envolve os participantes aos pares.

Compensação Multilateral: Procedimento destinado à apuração dos resultados bilaterais devedores e credores de cada participante em relação aos demais.

Conta de Depósito: Conta mantida em Central Depositária, individualizada ou não por comitente, para fins de guarda e controle da movimentação de ativos, bem como

de guarda e movimentação de recursos financeiros e de ativos depositados para assegurar a certeza da liquidação de operações (garantia).

Conta de Liquidação: Conta mantida no Banco Central por instituição não bancária para efetuar ou receber pagamentos.

Conta Reservas Bancárias: Conta que registra as disponibilidades mantidas no Banco Central, em moeda nacional, pelos bancos comerciais, múltiplos, de investimento e caixas econômicas, utilizada para processar a movimentação financeira diária decorrente de posições próprias dos bancos ou de seus clientes.

Contraparte Central: Posição assumida por uma câmara, mediante novação, segundo a qual se torna compradora de todo vendedor e vendedora de todo comprador, tomadora de todo doador e doadora de todo tomador e garantidora das operações aceitas, exclusivamente perante os participantes, na liquidação das respectivas obrigações.

Defaults Pay: A instituição insolvente assume toda a perda, via constituição de garantias no valor total da sua posição de débito na câmara.

Entrega Contra Pagamento: Mecanismo que tem como princípio a liberação de ativos contra liquidação financeira, de forma simultânea, eliminando o risco de principal no tempo.

Finality: Garantia definitiva de finalização. A liquidação é final no momento em que são efetuadas as movimentações nas Contas Reservas Bancárias mantidas pelas instituições financeiras no Banco Central, de forma irrevogável e incondicional.

Garantias: Ativos, recursos financeiros, direitos e outros instrumentos entregues para assegurar a liquidação final de uma operação ou conjunto de operações que tenham sido registradas em câmaras de compensação com liquidação diferida.

Janela de liquidação: Período de tempo no qual ocorre a liquidação, com a efetivação, pelos participantes e pelas câmaras, das entregas e dos pagamentos devidos.

Piloto de Reservas: Profissional ou sistema responsável por apurar, continuamente, o saldo da Conta Reservas Bancárias.

Risco de Crédito: Risco de uma parte contratante não liquidar uma operação no momento esperado ou no futuro.

Risco de Emissor: Risco de não ser honrado um compromisso relacionado à emis-

são ou ao resgate do principal e acessórios do título ou do valor mobiliário.

Risco de Liquidez: Risco de uma parte contratante liquidar uma obrigação em momento posterior ao acordado.

Risco Operacional: Risco de ocorrer erro humano ou falha de equipamentos, programas ou sistemas de telecomunicação imprescindíveis ao funcionamento de um determinado sistema.

Risco de Principal: Risco de um vendedor entregar o título, mas não receber o pagamento, ou de um comprador de um título efetuar o pagamento, mas não receber o papel.

Risco do Banco Liquidante: Possibilidade de falha do banco responsável por realizar os pagamentos em nome de seus clientes.

Risco de Custódia: Impossibilidade de acessar os colaterais tempestivamente.

Risco Sistêmico: Risco de que a incapacidade de um participante em atender suas obrigações no vencimento implique na incapacidade de outras instituições atenderem suas obrigações no vencimento.

Rede do Sistema Financeiro Nacional: Estrutura de comunicação de dados criada para suportar o tráfico de mensagens entre os participantes do SPB.

Selic - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia: é responsável pela custódia de títulos do Tesouro Nacional, bem como pelo registro e pela liquidação de operações com esses títulos. Opera no conceito de Liquidação Bruta em Tempo Real e adota o mecanismo de entrega contra pagamento.

Sistema de Pagamentos Brasileiro: Compreende as entidades, os sistemas e os procedimentos relacionados com a transferência de fundos ou de outros ativos financeiros, bem como com o processamento, a compensação e a liquidação de pagamentos em qualquer de suas formas.

Straight Through Processing: O processamento das informações em suas diversas etapas é completamente automatizado, dispensando a interferência humana.

Sistema de Transferência de Reservas: Administrado pelo Banco Central, é responsável pela transferência de altos valores entre as Contas Reservas Bancárias.

CAPÍTULO 4

PROPOSTA DE MODERNIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE MERCADO PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ernani Torres
Luiz Macahyba

INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), desde sua liberalização na década de 1990, enfrentou várias crises financeiras. Uma das mais importantes ocorreu em 2015, decorrente do inadimplemento generalizado de obrigações referentes ao risco hidrológico. A fragilidade dos mecanismos contratuais existentes levou à judicialização dessas divergências, tendo o Poder Judiciário suspendido alguns desses pagamentos.

Posteriormente, no início de 2019, a incapacidade de algumas comercializadoras honrarem com suas obrigações financeiras acendeu um novo alerta. O problema, neste caso, esteve relacionado às exposições especulativas muito alavancadas que detinham no mercado. Tais empresas, diante de mudanças inesperadas nos preços da energia, não conseguiram pagar pela energia adquirida, gerando uma cadeia de inadimplementos que se estendeu a agentes localizados em outros elos do sistema de pagamentos do setor elétrico. Essas situações de instabilidade também envolveram os organismos que regulam e supervisionam o mercado elétrico.

Essas crises financeiras do SEB estiveram relacionadas à assunção de riscos excessivos por participantes individuais, bem como a deficiências presentes na uma arquitetura financeira do mercado. Neste sentido, foram identificadas como particularmente relevantes fragilidades ainda presentes nas margens de segurança dos contratos bilaterais e nos mecanismos de liquidação

Na prática, as empresas do setor elétrico convivem com um ambiente de negócios em que há um conjunto muito restrito de informações sobre os níveis de risco e de alavancagem assumidos pelos diferentes atores do mercado livre. Simplesmente, não há como se apurar a capacidade de cada um destes agentes de responder pelo risco que carregam. A ausência de mecanismos compulsórios de registro e de negociação impedem que os reguladores acompanhem os impactos globais dessas decisões individuais. Sem isso, não lhes é possível identificar previamente a presença de riscos disruptivos que tais posições financeiras possam ter sobre o restante do mercado e, consequentemente, sobre os mecanismos de liquidação dos contratos.

Esses problemas enfrentados pelo setor elétrico guardam semelhanças com dificuldades que se apresentaram ao longo da evolução dos sistemas financeiros, inclusive no Brasil. Para superar tais fragilidades, foram introduzidas nos mercados financeiros várias inovações institucionais, que buscaram garantir o melhor gerenciamento das posições ativas e passivas dos diferentes atores.

Diante deste cenário, o presente Capítulo tem por objetivo apresentar a arquitetura básica de uma proposta de reformulação dos atuais mecanismos de originação, negociação e liquidação dos contratos de energia do Setor Elétrico Brasileiro. O conjunto de instrumentos que serão apresentados abrange tanto um mercado físico de energia (doravante denominado como Mercado de Energia Elétrica) como um mercado de derivativos financeiros de energia. A proposta visa dotar esses mercados de níveis de robustez semelhantes aos dos mercados financeiros, oferecendo padrões de confiabilidade em linha com as práticas já adotadas em outras jurisdições.

As ideias que serão desenvolvidas têm como ponto de partida as infraestruturas de mercado atualmente existentes para o registro, a negociação e a liquidação dos ativos e dos contratos financeiros transacionados no Sistema Financeiro Nacional (SFN). Toma-se por base, ainda, a institucionalidade do aparato regulatório que fornece o suporte para que essas infraestruturas funcionem adequadamente [1].

A proposta também buscou inspiração no funcionamento do mercado de câmbio do Brasil. Simplificadamente, coexistem, neste segmento, dois mercados muito interligados, sobretudo na determinação das respectivas cotações, mas com procedimentos de registro, negociação e liquidação distintos. No mercado à vista (*spot*), operam exclusivamente instituições financeiras previamente autorizadas pelo regulador (Banco Central) a comprar e vender moeda estrangeira. Em geral, são operações bilaterais liquidadas uma a uma, nas quais o vendedor precisa dispor previamente em sua custódia do volume de moeda estrangeira que pretende negociar.

Já no mercado de derivativos, todos os contratos são liquidados exclusivamente em moeda nacional por diferença financeira, podendo ser bilaterais ou em registrados em bases multilaterais. Neste último caso, há a necessidade de aporte de garantias e, eventualmente, de margens. Diferentemente do segmento *spot*, há ampla liberdade para que investidores, domésticos ou estrangeiros, atuem com derivativos de moeda estrangeira.

Além do mercado de câmbio brasileiro, a proposta também se baseou na experiência de alguns mercados de energia do exterior que já incorporaram práticas robustas de liquidação financeira em suas operações. Dentre estes, foram considera

1 Os sistemas de pagamento em todo mundo – e também no Brasil - alcançaram um grau bastante elevado de robustez, sem onerar em demasia seus custos, nem demandar garantias exageradas. Em contrapartida, as mudanças proporcionaram um nível bastante elevado de informações sistêmicas e de segurança operacional. Uma descrição bastante detalhada da forma de funcionamento do Sistema de Pagamentos Brasileiro está disponível no Capítulo 3 deste livro.

dos os mercados europeus, em particular o Nord Pool (Escandinávia) e os mercados físicos operados pelo Grupo EEX[2].

Um dos princípios básicos que orientou a elaboração da arquitetura institucional desta nova infraestrutura de mercado para o Mercado de Energia Elétrica (MEE) foi o de criar uma solução que seja de baixo custo para os participantes. Tal premissa impõe a necessidade de que os riscos a serem gerenciados pelas novas infraestruturas de mercado sejam limitados, calculáveis e passíveis de serem administrados pelo setor privado. Destaca-se que este princípio norteia os sistemas de pagamento e de negociação utilizados no setor financeiro e nos mercados do setor elétrico que já adotam modelos semelhantes de administração de risco de pagamentos. Este é um valor relevante a ser preservado, de modo a não comprometer a viabilidade, a robustez e a sustentabilidade da arquitetura ora proposta.

Outro princípio foi garantir à nova arquitetura plasticidade com relação às instituições e às regras de comercialização de energia existentes. Entretanto, existem algumas diferenças importantes entre os mecanismos propostos e os atuais que precisarão ser observadas para garantir consistência.

A principal diferença refere-se ao fato de que o novo Mercado de Energia Elétrica, diferentemente do atual, transacionará energia *strictu sensu* e não mais um lastro para todo o seu consumo, em garantia física, como ocorre atualmente[3]. Caso a regulação venha, também, a requerer a comercialização de lastro, esses negócios podem ser realizados em um ambiente independente, sem prejuízo à institucionalidade que está sendo proposta.

Uma segunda mudança importante diz respeito à penalização obrigatória de consumidores de energia, caso estejam total ou parcialmente descontratados no momento da liquidação do Mercado de Energia Elétrica. Trata-se de um procedi-

2 Ver o Capítulo 1 deste livro.

3 No modelo comercial atual, cada gerador só pode vender em contratos até o limite de sua garantia física e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) verifica se cada consumidor possui, em média, contratos lastreados em garantia física para todo o seu consumo. O consumidor que não esteja enquadrado nesta regra, utilizando energia da rede sem estar contratado, fica sujeito a pesadas penalidades, o que o induz a firmar contratos com geradores. No desenho de mercado vigente, o gerador pode vender até a sua garantia física, mas não tem obrigação de gerar ele mesmo a energia correspondente. Por exemplo, uma térmica que vender toda a sua garantia física e não gerar em uma situação hidrológica favorável, ficará exposta ao Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE, no qual comprará a energia vendida, mas não gerada ao preço (PLD) do momento, sem, contudo, qualquer penalização. Já o consumidor precisa estar contratado em todo o seu consumo, considerando a média dos últimos doze meses (consumidores livres) ou do ano calendário (distribuidoras). Não há a necessidade de ajuste, em prazos mais curtos, entre o consumo e os contratos. Tal desenho do modelo comercial, que é único a nível internacional, tem o inconveniente de gerar grande volume de diferenças no MCP, o que tem originado tanto instabilidade financeira como questionamentos judiciais recorrentes quanto às regras de comercialização. Do ponto de vista financeiro, o desenho de mercado atual é arriscado e, sobretudo, envolve riscos que não são passíveis de serem dimensionados de antemão, pois, no momento em que um contrato é firmado, não é possível avaliar adequadamente o nível de exposição ao MCP que ocorrerá ao longo de sua vida, prejudicando a montagem de um sistema de pagamentos e garantias robusto e econômico.

mento que precisa ser mandatório para permitir o acompanhamento, pelos reguladores e gestores do mercado, dos níveis de risco assumidos pelos agentes. Essa regra levará a uma intensa negociação poucos dias antes do momento da liquidação, justamente para tornar a contratação de curto prazo o mais aderente possível à entrega física de energia[4].

O modelo proposto não requer, previamente à sua entrada em operação, que os contratos de venda de energia já firmados passem a ser necessariamente e em sua totalidade objeto do MEE. Essa passagem envolverá aspectos negociais, jurídicos e regulatórios que precisarão ser cuidadosamente analisados antes de qualquer decisão final sobre o tema.

Os contornos iniciais da proposta foram apresentados preliminarmente a diversos stakeholders da indústria, com o objetivo de aprimorar conceitos e identificar aspectos que precisariam ser aprofundados. Este universo incluiu, entre outros, autoridades do setor elétrico, comercializadoras de diversos perfis e portes, prestadores de serviços de infraestrutura, profissionais de diferentes áreas do Setor de Elétrico Brasileiro e representantes da Academia.

Além desta introdução, o presente Capítulo possui outras sete seções, nas quais serão apresentados os mercados e os ambientes de negócio que se pretende desenvolver. Na primeira seção, serão delineados os contornos gerais da proposta. A segunda, terceira e quarta seções detalham o funcionamento do Mercado de Energia Elétrica. A quinta seção apresenta os mecanismo de seguros e de garantias para o Mercado de Energia Elétrica, enquanto que a sexta seção discorre sobre o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia (MDE). Por fim, as conclusões enfatizam que, previamente à implementação desta arquitetura, se faz necessário aprofundar suas implicações sobre o marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Em particular, será necessário revisitar os mecanismos de financiamento à expansão do setor elétrico, o pagamento dos encargos, o Mecanismo de Realocação de Energia, entre outros. Entretanto, ao longo das conversas preliminares conduzidas no âmbito deste estudo, a proposta se mostrou flexível o suficiente para se adaptar a diferentes perfis regulatórios e institucionais que venham a ser escolhidos no curso do Projeto de Modernização do Setor Elétrico, capitaneado pelo Governo Federal.

Diante desse cenário, o processo de implementação do Mercado de Energia Elétrica e do Mercado de Derivativos Financeiros de Energia deve ser entendido como

4 Trata-se de uma mudança importante em relação à situação de hoje, na qual os consumidores que estejam cem por cento contratados em garantia física na média de um ano, bem como os geradores que sejam despachados de forma diferente de sua posição contratual podem recorrer ao MCP da CCEE para ajustar o seu balanço de energia sem penalização.

uma tarefa de médio e longo prazo e que exigirá a montagem de um "*roadmap*" realista, sobretudo no tocante à fixação de horizontes temporais que considerem sua complexidade.

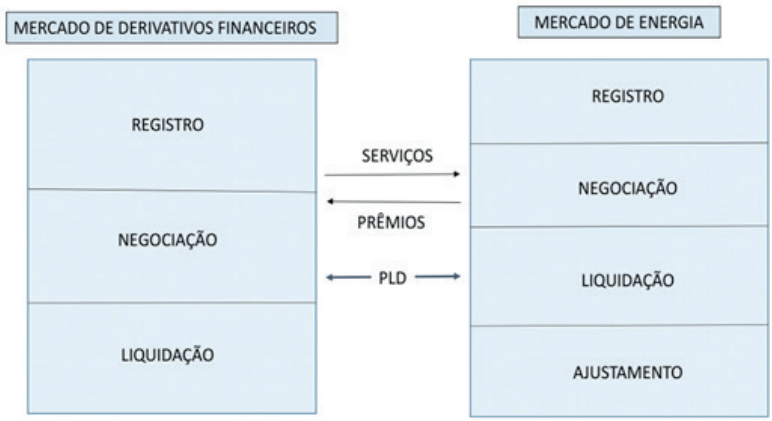
1. CONTORNOS BÁSICOS DA PROPOSTA: O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E O MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

O ponto de partida da proposta é a plena segregação das operações do setor elétrico em dois mercados independentes e complementares. O primeiro envolve a compra e venda de energia, enquanto o segundo abrange os negócios com derivativos financeiros que tenham esta *commodity* como ativo subjacente. Hoje, a inexistência dessa separação obriga os diferentes atores a buscarem proteção nas transações que envolvem a promessa de entrega de energia, como forma de reduzirem o risco de volatilidade de preços de suas posições compradas e vendidas.

Essa busca por *hedge* poderá, na arquitetura ora proposta, ser facilmente obtida através de contratos de derivativos financeiros, os quais envolverão apenas liquidação em moeda. Assim, a exemplo do que acontece no mercado de câmbio brasileiro, não serão admitidas operações que prevejam a possibilidade de liquidação com entrega de mercadoria. Essa limitação faz com que a compra e venda de energia *stricto sensu* fique menos sujeita à volatilidade inerente às operações especulativas associadas à variação esperada nos preços da *commodity*.

A Figura 1 ilustra os contornos básicos da arquitetura que está sendo proposta. De um lado, está o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, composto pelos três ambientes de negócio que tradicionalmente apresenta: registro, negociação e liquidação. Seus contratos tomarão sempre a forma *non-deliverable*, ou seja, só poderão ser liquidados em moeda. Dada sua conformação, a regulação do MDE estará unicamente sob a jurisdição da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Figura 1: Contornos básicos da arquitetura proposta



Fonte: Elaboração própria.

A exemplo de seu congênere de moeda estrangeira, o MDE será aberto à participação de qualquer investidor, atendidas as normas do órgão regulador com relação à constituição de suas respectivas carteiras. Analogamente, podem ser contratados todos os tipos de derivativos, tais como *swaps*, termos, futuros e opções. Essas operações serão obrigatoriamente sujeitas a registro público.

Poderão ser cursadas operações bilaterais ou padronizadas. Na segunda hipótese, diferentemente dos contratos de balcão (não padronizados), há necessariamente o aporte de garantias e as transações e a liquidação são realizadas multilateralmente, em um ambiente de Contraparte Central (CCP). As CCPs atuam como compradoras de todas as vendas e vendedoras de todas as compras, sendo responsável pela liquidação de todos os contratos, mesmo nos casos em que um dos participantes deixe de honrar suas obrigações. Para prestarem esses serviços, as CCPs administram um sistema robusto de gestão de riscos que inclui o aporte de garantias, a cobrança de margens, a determinação de limites operacionais para cada participante e regras de *stop loss*, entre outros mecanismos de segurança.

Ao lado do Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, há o Mercado de Energia Elétrica. Neste último, diferentemente do anterior, a liquidação dos contratos envolverá sempre a entrega física de energia elétrica, contra um pagamento em dinheiro (*deliverable*). Apenas as empresas que estiverem diretamente envolvidas com geração, comercialização e venda final de energia elétrica, ou seja, geradoras, comercializadoras, distribuidoras e consumidores livres, teriam autorização para atuar no MEE. Diante desta conformação, sua regulação será realizada exclusivamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As seções seguintes descrevem o funcionamento destes dois mercados, enfatizando-se suas características básicas: quem serão os respectivos participantes, que tipo de operações serão cursadas e como serão liquidadas.

2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA: REGISTRO E NEGOCIAÇÃO DOS SALDOS DE ENERGIA

O Mercado de Energia Elétrica tem por objetivo transacionar contratos de compra e venda de energia física com geração certificada entre as empresas que tenham como finalidade exclusiva a geração e a comercialização desta mercadoria ou que sejam consumidores livres de eletricidade. Todas essas operações deverão ser realizadas, obrigatoriamente, no MEE[5] e todos os agentes participantes – geradores, comercializadoras, distribuidoras e consumidores livres - precisarão de autorização prévia da ANEEL para participar deste mercado.

A energia comprada no MEE deverá ter sempre uma relação direta com a capacidade de geração de eletricidade existente em uma determinada data. Essa limitação reduz as incertezas relacionadas à oferta e impede a presença de transações que envolvam vendas a descoberto (alavancagem).

Com o objetivo de assegurar essa correspondência, toda a capacidade de geração de energia elétrica no Brasil será mandatoriamente objeto de uma avaliação para identificar o seu poder de produzir efetivamente energia para diferentes horizontes de tempo. Essa análise dará lugar à originação de ativos, denominados Saldos de Energia (SE), que servirão de base a todo e qualquer negócio realizado no MEE.

Neste desenho, o SE é uma obrigação de um determinado gerador de entregar uma quantidade de energia (MWh) em uma data específica (dia, hora, etc.) para quem for o detentor deste ativo naquela oportunidade. A criação de um SE poderá ser realizada apenas por agentes de geração e os demais participantes do mercado somente poderão vender os SE que tenham adquirido previamente. O modelo proposto, contudo, não requer que os geradores sejam obrigados a vender todos seus SE.

Assim, por exemplo, uma usina térmica poderá ter sua capacidade total transformada em vários SE, cada um referenciado a um determinado volume de energia associado e a um período particular de produção, tendo em vista suas limitações técnicas. Haverá, portanto, um limite máximo para o volume de energia que poderá

5 Essa obrigação pode ser limitada aos contratos realizados a partir de uma determinada data ou pode incluir, também, os contratos legados, conforme a opção adotada pelos legisladores e reguladores para o período de transição.

ser transacionado no MEE para uma data particular, dependendo da capacidade de geração assegurada, para o momento em questão, de todas as usinas participantes do mercado.

Todos os agentes autorizados a operar no MEE terão uma conta individual de custódia de seus SE, cuja unidade de conta será o MWh. Cada Saldo de Energia identificará o gerador responsável, as quantidades de energia envolvidas na transação e as respectivas datas de entrega. As contas de "elétrons" serão constituídas e operadas no primeiro ambiente do MEE: o Registro (ver Figura 1).

O funcionamento do Ambiente de Registro será semelhante aos procedimentos digitalizados já realizados pelas bolsas de valores em todo mundo para ativos financeiros, como ações e títulos de dívida pública e privada. O Saldo de Energia, uma vez constituído, poderá ser transacionado, integralmente ou de maneira fracionada, sem restrições entre os participantes, no Ambiente de Negociação.

Neste segundo segmento do MEE, cada transação primária se efetiva com a transferência de todo ou parte de um ativo já originado, o SE, da conta de custódia de um gerador para a de outra empresa que também seja partícipe do Ambiente de Registro, sempre que a transação for autorizada previamente pelas duas partes.

A partir deste momento, esse SE é passível de ser negociado com qualquer outro participante do mercado, inclusive outros geradores. Esta sistemática guarda semelhança com os mecanismos de compra e venda de ativos financeiros, tais como o mecanismo de títulos de dívida e o de divisas. Nestes casos, há sempre um ativo constituído previamente que poderá ser objeto de operações secundárias até sua liquidação.

Assim, durante sua vida útil, o SE terá sua propriedade sempre registrada na conta de custódia individual do seu detentor em um ambiente eletrônico previamente homologado e permanentemente supervisionado pelo regulador. Esta é a garantia fiduciária de que o ativo existe e de que sua titularidade pertence a um determinado comitente final.

A título de exemplo, a totalidade dos títulos públicos emitidos pelo Tesouro Nacional está custodiada no Sistema Selic e distribuída em contas individualizadas que asseguram, ao seu detentor, todos os direitos a eles associados. Qualquer evento que ocorra durante a vida de um título público federal – pagamento de cupom, troca de titularidade, recompra, resgate, etc. – será liquidado no Sistema Selic e pago diretamente nas contas de cada investidor que seja detentor desse ativo.

Os preços praticados no Ambiente de Negociação do MEE serão livremente pactuados entre os agentes, assim como as formas de pagamento. Por se tratar de transações bilaterais, os negócios podem prever o pagamento à vista, na data da

negociação, ou a prazo, no mais tardar no dia imediatamente anterior ao da data de liquidação (ou seja, um dia antes da data prevista no SE para a entrega da energia pelo gerador). Em síntese, a titularidade de um Saldo de Energia será passível de transferência a outras empresas autorizadas a participar do MEE, até o momento de sua liquidação. Essas transações, destaca-se, serão realizadas em ambientes organizados e eletrônicos [6].

Por motivos relacionados à segurança operacional, os Saldos de Energia poderão ser negociados até um dia antes daquele previsto para ocorrer a sua liquidação (dia D)[7]. Em D+1, está prevista contratualmente a entrega da energia transacionada e, eventualmente, o respectivo pagamento, caso não tenha sido realizado previamente.

A Figura 2 ilustra a cronologia desses eventos. Assim, de acordo com o exemplo, no dia D (29/06), dia imediatamente anterior à data prevista de entrega da energia contratada, se inicia a operação do terceiro ambiente do MEE: o de Liquidação. A negociação dos SE que vencem no dia seguinte (D+1) é suspensa e essas informações são automaticamente transferidas em D ao Ambiente de Liquidação para dar início à compensação multilateral dos contratos.

Com base nas informações recebidas, o Ambiente de Liquidação realizará uma simulação prévia da liquidação que ocorrerá no dia seguinte, de modo a identificar as posições que os diferentes agentes compradores detêm no mercado, bem como a cadeia de pagamentos e garantias. Com isso, será possível se apurar e tratar com antecedência eventuais situação de fragilidade financeira que tenham se acumulado no sistema, antes da realização da liquidação multilateral.

O gestor da Liquidação providenciará o cálculo das posições multilaterais líquidas credoras e devedoras, assim como administrará as transações de pagamentos entre os participantes. Com base nos dados recebidos, esta instituição passa a operar como Contraparte Central de todos os pagamentos. Adota-se, na Liquidação, o Princípio da Entrega contra Pagamento, segundo o qual se entende que toda a energia tenha sido integralmente entregue a seus detentores por quem originou o Saldo de Energia.

6 A Instrução CVM nº 461/2007 estabelece todas as responsabilidades que um provedor de serviços de mercado de balcão organizado tem que seguir. Uma das mais relevantes é estabelecer as obrigações e os limites para que um participante possa ingressar nestes ambientes. A esse respeito, ver o Capítulo 3 deste livro.

7 Esse prazo poderá ser maior caso a operação do Ambiente de Liquidação do MEE assim necessite, mas, *a priori*, um dia seria tempo suficiente.

Figura 2: Fluxo de eventos da Liquidação



Fonte: Elaboração própria.

Para que possam operar em bases de risco semelhantes às dos mercados financeiros, os participantes do MEE deverão observar limites financeiros para suas exposições no Ambiente de Negociação. Para tanto, cada participante aportará compulsoriamente uma garantia inicial para compor um fundo comum junto à Contraparte Central, destinado a cobrir eventuais inadimplementos. Com base nessa contribuição, a CCP estabelecerá o valor máximo que o participante do mercado deverá observar em termos líquidos, ou seja, considerando suas operações de compradas e vendidas. Como o Saldo de Energia assegura a oferta de energia, esse limite será aplicado apenas aos compradores de energia com pagamentos a prazo.

3. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA: LIQUIDAÇÃO DOS SALDOS DE ENERGIA

No Ambiente de Liquidação, são apuradas diariamente as posições líquidas multilaterais de cada participante, a partir das informações provenientes do Ambiente de Registro em D-1. O sistema também administrará as transações de pagamentos entre os participantes e, na prática, todo o processo de liquidação será automático.

Aqueles que tiverem exposição financeira devedora serão obrigatoriamente chamados pela Contraparte Central a apresentar garantias adicionais em D-1, para que, no dia seguinte (D), ocorra a liquidação financeira. Como o sistema é multilateral e com duração de 24 horas, os volumes de garantias solicitados na Liquidação tendem a ser pouco relevantes para as empresas.

Caso uma empresa com posição devedora líquida não apresente garantias em D-1, suas operações serão imediatamente suspensas e os colaterais já depositados utilizados para cobrir eventuais perdas. Como consequência, este participante inadimplente é retirado do MEE e fica proibido de operar.

Contudo, caso este participante seja uma concessionária de serviço público, o tratamento de sua inadimplência precisará seguir um caminho diverso, uma vez que,

tendo em vista a natureza pública do serviço que presta, este agente não poderá ser suspenso do mercado. Para lidar com essa particularidade do setor elétrico, prevê-se a criação de um novo mecanismo institucional de segurança (*backstop*), que será responsável pela absorção integral deste tipo de risco. Trata-se de um fundo garantidor, semelhante ao que existe no mercado financeiro, cujo papel e o funcionamento será desenvolvido na Seção 5.

Nos mercados voltados à transação com *commodities* que permitem a formação de estoques, o processo de compra e venda teria chegado ao seu final no ambiente de liquidação. Os três ambientes (Registro, Negociação e Liquidação) teriam permitido que a entrega da mercadoria e o seu pagamento tivessem ocorrido com segurança nas condições originalmente pactuadas.

Entretanto, a energia elétrica é um fluxo operado através de um sistema interconectado. Por esse motivo, é usual que ocorram discrepâncias entre a energia comercializada por meio do SE e aquela que, na data da liquidação, foi efetivamente gerada. Na seção seguinte, é descrito o funcionamento do Ambiente de Ajustamento, que será o *locus* no qual tais diferenças serão apuradas, contabilizadas e liquidadas.

4. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA: AMBIENTE DE AJUSTAMENTO

Existe uma dificuldade que torna necessariamente transitória a liquidação ocorrida em D+1. O SEB sempre atenderá automaticamente à demanda de todos os consumidores conectados fisicamente à rede elétrica. Apesar de no MEE a contratação prévia ser obrigatória, os participantes que não observarem esta regra serão, mesmo assim, atendidos, mas posteriormente penalizados. Estes agentes deverão pagar uma multa elevada o suficiente para desestimular tal prática[8] . Do mesmo modo, em caso de incapacidade operacional por parte de um determinado gerador, sua oferta contratada será automaticamente suprida por outro fornecedor.

Ademais, a medição da energia efetivamente disponibilizada por cada gerador e demandada por cada consumidor só consegue ser, efetivamente, apurada e validada alguns dias depois da liquidação. Assim, há a necessidade de se introduzir no Mercado de Energia Elétrica um quarto ambiente, o de Ajustamento, que promoverá a conciliação dessas diferenças.

O Ajustamento não reabre as operações que já tenham sido objeto da Liquidação, mas apura novas obrigações, com base nos dados obtidos com a medição das

8 Essas multas serão revertidas em favor do Fundo Garantidor do Setor Elétrico, instituição cuja criação está sendo proposta e cuja função e operação serão abordadas na Seção 5. Não será objeto de multa, porém, a geração de energia não contratada realizada por determinação do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O Anexo I deste Capítulo apresenta simulações que ilustram transações no Ambiente de Liquidação.

diferenças entre a energia contratada e a entregue. Deste modo, em uma ou mais datas posteriores, serão identificadas as posições residuais, a serem novamente liquidadas multilateralmente.

A criação do Ambiente de Ajustamento vem exatamente para lidar com essas diferenças, uma vez que a alternativa de manter a liquidação financeira dos SE aberta até que a medição estivesse disponível obrigaria os participantes a aportar desnecessariamente um volume muito elevado de garantias. Estes valores seriam tão maiores quanto maior fosse o período entre o dia da liquidação (D) e a data da disponibilização das informações de medição. O caminho de delongar o processo de liquidação seria, portanto, muito custoso e ineficiente.

O Ambiente de Ajustamento operaria da seguinte forma. Além das apurações das diferenças quantitativas (em MWh), será necessário identificar também as razões que levaram a estas discrepâncias. Assim, por exemplo, no caso de agentes descontratados, haverá a obrigação de pagamento, acrescida de uma multa. Outro exemplo, é o de um gerador que recebeu recursos na liquidação por ser responsável por um contrato, mas não pode gerar por imposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Neste caso, não há a aplicação de penalidades, mas apenas a obrigação de transferir o pagamento original ao agente que foi chamado a gerar pelo ONS em seu lugar.

As posições credoras e devedoras apuradas no ajustamento, após a devida análise, são encaminhadas ao Ambiente de Liquidação para serem compensadas, juntamente com as demais transações multilaterais que ocorrerem naquela data, sem nenhuma diferença.

5. MECANISMOS DE SEGURANÇA PARA O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA (*BACKSTOPS*)

Os mercados financeiros contam com mecanismos institucionais, denominados *backstops*, que retiram do seu ambiente de negociação os riscos que os atores privados não têm condições de incorrer. Isto acontece para permitir que os agentes privados (inclusive as Contrapartes Centrais) possam calcular a probabilidade do risco que estão tomando ou para evitar o impacto sistêmico ou social que um determinado evento pode ter sobre o restante do setor e mesmo sobre a economia. Trata-se, portanto, de uma forma de seguro.

Os exemplos mais famosos de *backstops* estão, em todo o mundo, integrados aos sistemas de pagamentos, dentre os quais o mais conhecido é o banco central. Por ser emissor da moeda, esta autoridade possui a capacidade de operar como "provedor de liquidez de última instância" ou "banco de bancos", absorvendo pressões fortes e inesperadas de demanda por liquidez em momentos de crise.

Esse mecanismo evita que o rápido encurtamento da oferta de moeda provoque a inadimplência agentes sistemicamente importantes e contagie outras empresas através do sistema de pagamentos, comprometendo o funcionamento de toda a economia. Um exemplo do uso bem-sucedido foi a atuação dos bancos centrais na Grande Crise Financeira Internacional de 2008 e, novamente, em março de 2020, durante o pior momento da crise financeira gerada pela pandemia do coronavírus (Torres; Burlamarqui, 2020).

O segundo mecanismo relevante que protege o sistema de pagamentos em momentos de crise é o Fundo Garantidor de Depósitos. Neste caso, a preocupação é evitar que o "efeito manada" de depositantes em pânico leve a uma corrida contra os bancos, que são as instituições que emitem depósitos à vista. Esse tipo de fundo normalmente garante os saldos dos depositantes de menor porte em caso de inadimplemento dos bancos comerciais.

O Setor Elétrico Brasileiro apresenta características que recomendam o uso de *backstops* que eliminem a possibilidade de seu sistema de pagamentos ser comprometido por choques externos ou pelo inadimplemento de participantes que tenham relevância sistêmica. Trata-se de um setor que já é bastante regulado e que inclui a presença de concessionárias de serviço público que, além de possuírem eventual relevância sistêmica, não podem estar sujeitas às regras usuais de disciplina de mercado.

Atualmente, já existem alguns *backstops* previstos na regulação do SEB, sendo o primeiro a própria ANEEL. Ademais do seu papel de regulador do mercado de eletricidade stricto sensu, a Agência atua como *backstop* financeiro quando assume o papel de interventor em concessionárias de serviço público, a exemplo do poder que o Banco Central também dispõe sobre as instituições financeiras.

A proposta é expandir o mecanismo de intervenção já existente a todos os agentes do SEB que sejam considerados sistemicamente importantes (SIFI), a exemplo do que já é previsto, hoje, na legislação do setor financeiro para o Banco Central. Adicionalmente, se integraria à intervenção da ANEEL um mecanismo financeiro que desse suporte, se necessário, às empresas durante o período de intervenção. Para tanto, seria essencial ao funcionamento do MEE a criação do Fundo Garantidor do Setor Elétrico (FGSE).

Já existem também dois outros *backstops* no atual mercado de energia. O primeiro é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual permite que os geradores hídricos operem em pool, suprindo eventuais deficiências de oferta ente eles. O outro *backstop* é o ONS, que atua de modo a promover a segurança da oferta do sistema.

Diante deste cenário, a proposta não prevê a alteração das funções do ONS ou do MRE como *backstops*. No caso da ANEEL, a sugestão é ampliar o poder de intervenção da Agência, de modo a possibilitar a sua intervenção em qualquer agente do MEE que seja considerado sistemicamente importante, não apenas nas concessionárias de serviço público. Finalmente, a principal inovação sugerida no contexto dos

mecanismos de segurança do MEE é a criação de um novo fundo setorial, o Fundo Garantidor do Setor Elétrico, que teria o papel estabilizador semelhante ao que o Fundo Garantidor de Crédito desempenha no setor financeiro.

No modelo que está sendo proposto, o FGSE possuirá duas funções. A primeira é operar como contraparte financeira da ANEEL em episódios de intervenção em concessionárias ou em empresas SIFI. Como exemplo, caso a concessionária ou o SIFI, pelo elevado risco de crédito que carrega, não seja capaz de aportar as garantias demandadas pela CCP, evidenciada a sua inadimplência no MEE, essa bolsa comunicará o fato à ANEEL, que imediatamente deverá intervir na empresa.

Ao mesmo tempo, o FGSE automaticamente aportará em D as garantias necessárias para que as operações da concessionária ou do SIFI inadimplente com a *clearing* possam ter continuidade[9]. No dia seguinte (D+1), o FGSE poderá ser ainda chamado a apontar recursos na liquidação, caso necessário[10]. Os recursos aportados pelo FGSE deverão ser ressarcidos com remuneração elevada e não serão integrados à massa dos créditos em caso de o agente inadimplente vir a entrar em processo de liquidação.

Uma segunda forma de atuação do FGSE é como mecanismo complementar à atuação da ONS. Identificou-se que a atuação do Operador tal como acontece atualmente pode gerar prejuízos imprevistos e involuntários, acarretando em problemas de alocação de custos e riscos na Liquidação. Este problema deve ser evitado, de modo a manter os custos de aportes de garantias no MEE e foi sanado na presente proposta tendo em vista as outras funções atribuídas ao FGSE.

Nesta hipótese, caso a atuação direta do ONS gere uma diferença contra um gerador que tivesse originado um SE, a responsabilidade por este valor seria passada ao FGSE. O Fundo, neste caso, se responsabilizaria pelos lucros cessantes do gerador original e pela eventual diferença entre o custo real da geração e o valor contratado no MEE. Eventuais diferenças a menor serão revertidas em favor do Fundo[11].

Para desempenhar este papel, o FGSE deve ter natureza jurídica, receitas e patrimônio próprios. O Fundo será previsto em lei e possuirá responsabilidades financeiras pré-definidas exclusivamente para o setor elétrico. Sem prejuízo de outras receitas advindas de multas e de diferenciais do custo da energia, o Fundo terá direito a uma receita compulsória advinda da cobrança de um percentual aplicado sobre o valor de cada operação realizada no MEE, sem exceções. A esses recursos, se somariam, ainda, os ganhos financeiros obtidos com a aplicação de seu patrimônio e seu Conselho de Administração seria composto exclusivamente por instituições participantes do MEE.

Os recursos do FGSE serão geridos por uma instituição financeira de primeira linha, que se encarregaria de garantir um patrimônio inicial o Fundo até que a

9 Se a empresa apresentar garantias, mas não realizar a liquidação, este pagamento será efetuado pela CCP, que utilizará, para isso, as garantias que tenham sido oferecidas.

10 Não caberia ao FGSE pagar, neste caso, multa, uma vez que o próprio Fundo seria o beneficiário.

11 Entende-se que, caso alguma parcela dos custos associados à atuação da ONS para garantir a segurança operacional do sistema esteja, hoje, incluída entre as despesas que compõem os Encargos de Serviços do Sistema, esta deverá ser transferida ao FGSE.

acumulação de suas receitas fosse capaz de atingir um valor mínimo necessário ao atendimento de suas funções. A instituição gestora deverá, ainda, assumir o papel de realizar o acompanhamento financeiro de todas as concessionárias e demais SIFI, de modo a manter a ANEEL permanentemente informada sobre saúde financeira destes agentes.

6. O MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

No Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, serão negociados apenas contratos que prevejam o pagamento em dinheiro, ou seja, serão liquidados exclusivamente por diferença e em bases financeiras. Não será permitida, portanto, a previsão contratual de opção de pagamento por meio da entrega física de energia elétrica, nem como uma alternativa. Com base nesta conformação institucional, os derivativos do setor elétrico cumprirão uma função relevante na formação e estabilização dos preços, em particular na estrutura a termo (preços futuros).

Para tanto, do ponto de vista da regulação financeira, o registro e a liquidação de derivativos de energia não exigirão alterações na estrutura institucional vigente. O Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) ou a Brasil, Bolsa, Balcão (B3), com alguns ajustes em seus regulamentos e procedimentos de autorregulação, já poderiam prestar estes serviços.

Ao mesmo tempo em que já existem mercados organizados que possam abrigar o MDE, já estão presentes nos mercados de derivativos brasileiros atores financeiros que muito provavelmente se mobilizarão rapidamente para operar com derivativos do setor elétrico. Isso inclui, de partida, os investidores qualificados e os investidores institucionais, como tesourarias de bancos, fundos mútuos de investimentos, fundos de pensão, seguradoras, entre outros.

A presença desses agentes promoveria liquidez ao novo segmento e possibilitaria que cada agente, individualmente, conseguisse realizar um volume de contratos sem afetar o funcionamento global do MDE. Esse atributo é fundamental para que os derivativos possam cumprir, a contento, o papel de prover de *hedge* para as empresas incumbentes e, também, atuar como mecanismo capaz de servir de fonte para a formação de preços de energia a futuro (estrutura a termo).

No MDE, todos os contratos de derivativos precisarão ser registrados, como já ocorre com os demais ambientes que são homologados e fiscalizados pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários. Este atributo é essencial para que as instituições do mercado financeiro possam participar e visa dar transparência à ANEEL em relação ao nível de exposição de cada participante.

O registro obrigatório envolverá todos os contratos de derivativos, mesmo aqueles firmados bilateralmente. Assim, suas respectivas negociações e liquidações também serão realizadas no ambiente no qual estiverem registrados. Desta forma, a bolsa de derivativos sempre atuará como agente de cálculo dos contratos. O mesmo raciocínio se aplica aos contratos padronizados, os quais diferem das operações de balcão por serem liquidados multilateralmente e possuírem a bolsa como Contraparte Central[12].

Para que um agente opere em bolsa atuante como Contraparte Central, serão exigidas garantias, destacando-se que estes procedimentos se aplicam a todos os participantes. Cada participante terá que aportar, inicialmente, recursos a um fundo de garantia comum em troca de um limite inicial de exposição. Como o valor dos derivativos flutua em função do preço do ativo subjacente, os contratantes serão chamados a aportar garantias adicionais, conforme a sua exposição ao risco do preço de energia aumente. No Ambiente de Liquidação, novas garantias poderão serão demandadas para fazer frente aos valores envolvidos nos pagamentos. Como não envolve a entrega de energia, a atuação do MDE termina com o Ambiente de Liquidação, prescindindo da necessidade de ajustamento posterior, como no caso do MDE.

7. CONCLUSÕES

Este Capítulo apresentou os contornos básicos da proposta de reformulação da infraestrutura de mercado para o setor elétrico. Seu propósito é oferecer a arquitetura básica necessária para aproximar o funcionamento dos mercados de energia existentes aos do sistema financeiro. Com isso, se pretende que os negócios com energia elétrica venham a alcançar padrões de resiliência e administração de risco que reduzam substancialmente a ocorrência de crises, como as verificadas no passado recente.

O escopo da proposta se baseia na existência de dois mercados: o Mercado de Energia Elétrica e o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia. O primeiro deles abarca as operações relacionadas à compra e venda de energia com entrega física e é limitado às empresas envolvidas com a geração, a comercialização e a distribuição de energia elétrica, além dos consumidores livres. Estes negócios são realizados com base em um ativo, o Saldo de Energia, o qual constitui um direito sobre a capacidade futura de geração efetiva de energia elétrica. Destaca-se que todas as operações no MEE são obrigatoriamente sujeitas a registro prévio.

Ha uma Contraparte Central que atuará no estabelecimento de limites operacionais para os participantes e na liquidação, mediante a exigência de garantias.

12 Para uma descrição detalhada do funcionamento destes mecanismos de execução, ver o Capítulo 3 deste livro.

O segundo mercado, o MDE, adota princípios muito semelhantes aos que estão presentes em experiências congêneres no Brasil e no exterior. Este mercado é aberto a uma ampla gama de investidores e admite qualquer tipo de operação desta natureza, incluindo contratos bilaterais e padronizados, bem como uma Contraparte Central. A proposta introduziu, no entanto, uma limitação importante. Todos os contratos de derivativos financeiros de energia necessariamente precisarão ser liquidados em dinheiro, ou seja, são do tipo *non-deliverable*.

Destaca-se que o intuito da proposta é proporcionar maior estabilidade, confiabilidade, robustez, liquidez e eficiência ao Setor Elétrico Brasileiro. Para tanto, tomou-se por base a experiência do Sistema Financeiro Nacional e de alguns mercados de energia estrangeiros, como o Nord Pool. Vários dos problemas de pagamentos vividos pelas empresas elétricas nos últimos anos guardam semelhanças com eventos que também estiveram presentes na história do Sistema Financeiro e que obtiveram alguma forma de solução regulatória.

Algumas das sugestões incluídas nesta proposta já estão sendo postas em prática no mercado de derivativos. Destaca-se que a obtenção pela BBCE de autorização da CVM para operar um ambiente regulado de derivativos financeiros de energia elétrica é um passo importante no mesmo sentido do modelo apresentado neste Capítulo.

A implementação dos conceitos e das estruturas referentes ao Mercado de Energia Elétrica requerem, no entanto, um aprofundamento adicional, por dois motivos centrais. O primeiro está relacionado às mudanças que se farão necessárias nas práticas atualmente adotadas nos negócios com compra e venda de energia elétrica. O segundo decorre das alterações legais, regulatórias e institucionais que deverão ser introduzidas previamente à entrada em operação do MEE.

Desse ponto de vista, é importante enfatizar duas questões com relação à implementação da proposta contida neste Capítulo. A primeira delas é que nenhum dos mecanismos descritos acima é incompatível com a estrutura atual de funcionamento do mercado elétrico brasileiro. Assim, ainda que sua eventual viabilização vá exigir mudanças no marco legal do setor, preocupações centrais do segmento, como, por exemplo, os instrumentos de financiamento à expansão, não são afetadas pelo que está sendo sugerido.

A segunda questão chave diz respeito ao fato de que a implementação desta proposta requer um amplo debate e um detalhamento de seus aspectos econômicos, jurídicos e institucionais. Esse processo deverá envolver os diversos participantes públicos e privados atuantes no mercado, sobretudo para a montagem de um cronograma que estabeleça as prioridades e que seja realista do ponto de vista dos horizontes temporais.

A parte relativa ao MDE se mostra, a princípio, a que mais rapidamente poderia ser implementada. Os ambientes do MEE, no entanto, requerem um trabalho prévio mais profundo, que não decorre, porém, da existência prévia do MDE. Entretanto, a higidez do Mercado de Derivativos Financeiros de Energia dependerá, de algum

modo, da existência do Mercado de Energia Elétrica, no qual os agentes possam operar em bases financeiras menos obscuras.

De qualquer modo, a criação dos quatro ambientes do MEE é a inovação institucional que permitirá que o SEB consiga migrar a situação de fragilidade financeira que atravessou nos últimos anos, de modo a se tornar mais robusto financeiramente, atendendo, assim, aos anseios das empresas e do público consumidor por um serviço de melhor qualidade e confiabilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BACEN, Banco Central do Brasil (2000). **Projeto de Reestruturação do Sistema de Pagamentos Brasileiro**. Nota Técnica, Brasília, Brasil.

BIS, Bank of International Settlement (2001). **Core Principles for Systemically Important Payment Systems**. Basel, Switzerland.

BIS, Bank of International Settlement (2001). **Recommendations for Securities Settlement Systems**. Basel, Switzerland.

BIS, Bank of International Settlement; IOSCO, International Organization of Securities Commission (2012). **Principles for Financial Market Infrastructures**. Basel, Switzerland.

Burlamaqui, L.; Torres, E. (2020). **The Corona Crisis: Mapping and Managing the (Western?) Financial Turmoil - A Minskyan Approach**. Texto de Discussão nº 10. Instituto de Economia da UFRJ.

Castro, N.; Brandão, R. *et al*. (2019). **Relatório de Casos Internacionais com Ênfase em Lições Aprendidas e Implicações para o Caso Brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL.

Kindleberger, C.; Aliber, R. (2005). **Manias, Panics and Crashes: A History of Financial Crises**. London: Palgrave Macmillan.

Macahyba, L.; Torres, E. (2019). **As Infraestruturas de Mercado no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL.

Torres, E. (2014). **A Crise do Sistema Financeiro Globalizado Contemporâneo**. Revista de Economia Política, v. 34, n. 3 (136), pp. 433-450, julho-setembro.

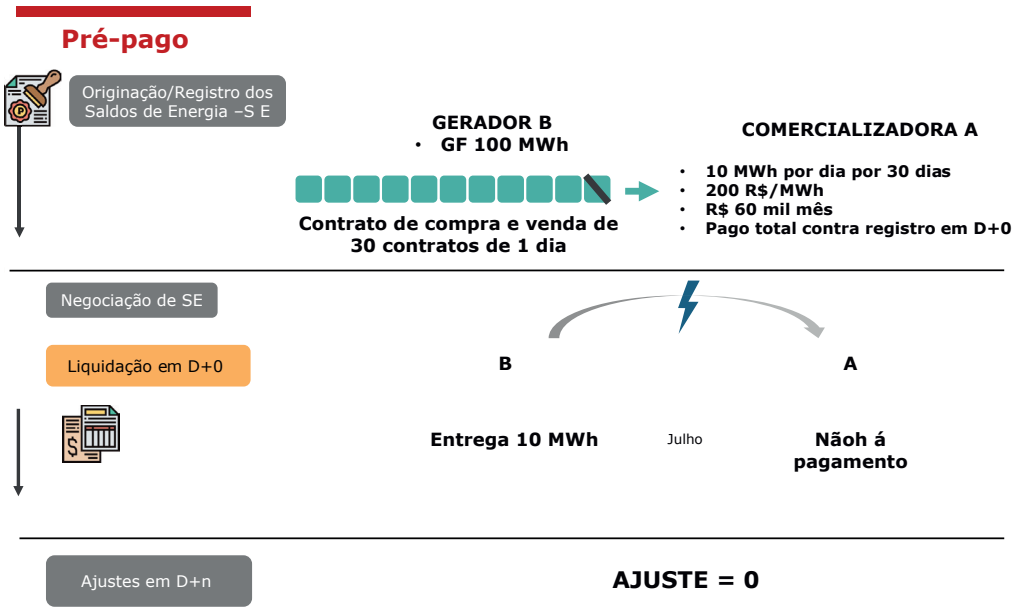
ANEXO I – EXEMPLOS DE TRANSAÇÕES NO MERCADO DE ENERGIA DE ELÉTRICA

Apresenta-se, a seguir, uma sequência de exemplos que simulam o funcionamento do Mercado de Energia Elétrica, conforme descrito acima. Em todos eles, estão presentes os quatro ambientes da proposta: Registro, Negociação, Liquidação e Ajustamento. Os exemplos envolvem situações em que os pagamentos são feitos à vista ou diferidos no tempo, bem como episódios em que a liquidação em D gera a necessidade de ajustamentos após a medição.

No exemplo da Figura 3, o gerador B dispõe de 100 MWh/dia de Saldos de Energia para negociar. Ele vendeu 30 SE de 10 MWh, com vencimento entre 15 julho a 14 agosto, para a comercializadora A, que efetuou o pagamento no dia da compra. Em 15 de julho, quando vence o primeiro dos trinta SE, o gerador B, de fato, entrega os 10 MWh para a comercializadora A.

Como o pagamento foi realizado anteriormente, não há liquidação financeira em D. Esta operação tampouco provoca a necessidade de ajustes após a medição, já que o gerador B cumpriu sua obrigação, que era entregar no dia 15 de julho os 10 MWh previstos no SE, e a comercializadora A utilizou exatamente o volume comprado. Neste exemplo, assume-se que o gerador será capaz de entregar os 10 MWh nos demais 29 dias e, portanto, nenhum ajuste financeiro será necessário, *a posteriori*.

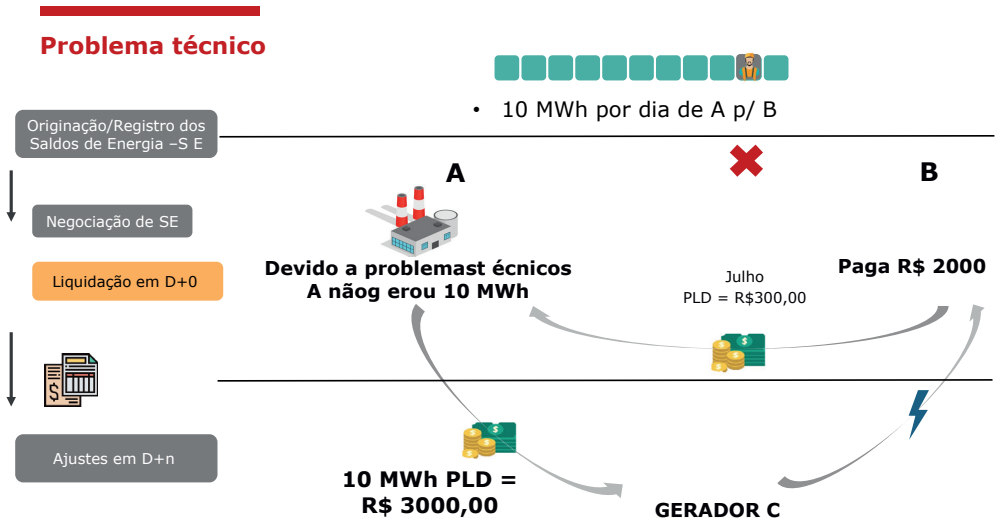
Figura 3: Exemplo de comercialização de energia física sem liquidação financeira em D e sem necessidade de ajustes após a medição



Fonte: Elaboração própria.

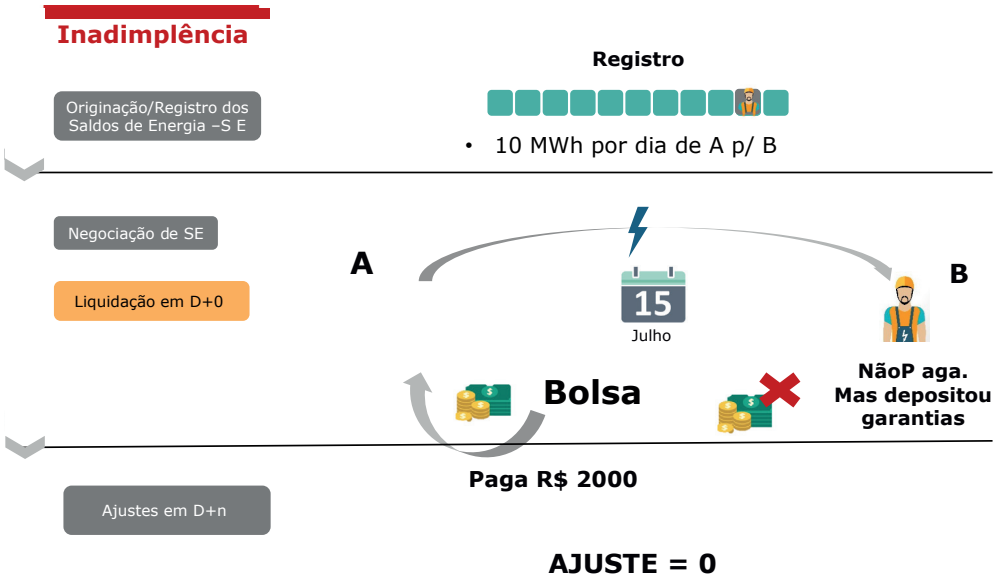
No exemplo da Figura 4, o gerador A tem um problema técnico e não é capaz de gerar os 10 MWh correspondentes aos SE comercializados. A comercializadora B, entretanto, recebe a energia do gerador C. Neste caso, após a medição, o gerador B paga ao gerador C o valor de R$ 3.000,00 (R$ 2.000,00 que havia recebido anteriormente da comercializadora B, acrescido de um valor hipotético de R$ 1.000,00 para cobrir a diferença com o valor do preço de curto prazo). Esta operação é apurada no Ambiente de Ajustamento.

Figura 4: Exemplo de comercialização de energia física com problema técnico



Por fim, no caso da Figura 5, a comercializadora B não dispõe dos recursos (R$ 2.000,00) para liquidar financeiramente os SE em 15 de julho, mas, no dia anterior, depositou as garantias exigidas pela Bolsa. Neste caso, a Bolsa liquida todas as garantias existentes em nome da comercializadora B e paga os R$ 2.000,00 ao gerador A. A comercializadora B é retirada do sistema e os reguladores do segmento são avisados da inadimplência para que tomem as medidas cabíveis.

Figura 5: Exemplo de comercialização de energia física com liquidação de garantias



CAPÍTULO 5

IMPACTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS PARA IMPLANTAÇÃO DE BOLSA DE ENERGIA NO BRASIL

Antonio Fraga Machado
Luiz Macahyba
Roberto Brandão
Bianca Castro

INTRODUÇÃO

A indústria de energia elétrica no Brasil evoluiu robustamente em sua história, produzindo uma energia confiável, que atende aos consumidores brasileiros e responde, de maneira eficiente, à demanda dos demais setores da infraestrutura da economia nacional. Por necessitar de investimentos de grande porte que exigem razoáveis prazos para sua maturação operacional e econômica, as iniciativas privadas do início do Século XX foram gradativamente encampadas pelo poder público, o que produziu um setor disciplinado e rígido em sua normatização, planejamento e execução.

Na última década do século passado, o Brasil, seguindo uma tendência global, iniciou o processo de abertura econômica de seu setor elétrico à inciativa privada, mediante a promoção do Programa Nacional de Desestatização (PND), inaugurado pela privatização dos ativos de distribuição. Decorrente desta política pública, um mercado atacadista de energia elétrica foi gradativamente implementado, assim como órgãos de regulação e controle e operadores do sistema elétrico e do próprio mercado.

Depois de um começo conturbado, o mercado de energia elétrica brasileiro engrenou, de modo a produzir, até hoje, resultados consistentes para o impulso da indústria deste insumo. A partir de começo do Século XXI, este mercado vem se consolidando como uma excelente oportunidade de investimentos na economia do país, especialmente em virtude da solidez e da confiabilidade das instituições do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e de seu arcabouço regulatório.

Os leilões de energia negociam quantias expressivas, através de contratos que, em seu todo, excedem valores de bilhões de dólares. No segmento de geração, investidores têm obtido concessão e financiamento de projetos através de contratos de longo prazos, auferidos em leilões técnicos, transparentes e seguros.

O mercado livre, com mais de 16.000 consumidores ao final de 2019, negocia mais de 30% da demanda nacional de energia[1] (EPE, 2020). Até janeiro de 2021, mais de 400 agentes já ingressaram neste mercado como comercializadores de energia (CCEE, 2021), apresentando muitos casos de sucesso vertiginoso com aumentos expressivos de capital e lucros ano após ano.

O Setor Elétrico Brasileiro, contudo, passou por diversas crises nos últimos anos relacionadas à inadimplência de agentes setoriais no Mercado de Curto Pra-

1 Em 2019, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo do mercado livre representou, aproximadamente, 34% do consumo nacional.

zo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A passagem do modelo estatal para o modelo privado trouxe princípios e práticas que apresentaram dificuldades para funcionar no novo modelo, dentre as quais se destaca a exigência de garantias financeiras para a liquidação do MCP.

A regulação sobre os mecanismos de garantias financeiras associados à liquidação da CCEE foram evoluindo em resposta aos recorrentes problemas de inadimplência. Porém, o mecanismo atual ainda se mostra frágil, na medida em que é possível que agentes setoriais fiquem expostos no MCP sem o aporte prévio de garantias. A análise destas crises financeiras ocorridas encontra causas relacionadas à assunção de riscos excessivos por alguns agentes e, também, ao próprio desenho da arquitetura financeira do mercado de energia.

Neste sentido, o Capítulo 2 deste livro mostrou a necessidade de evolução dos mecanismos de proteção financeira do mercado de energia do Brasil. O relevante crescimento do mercado livre, no qual, hoje, é comercializada cerca de um terço da energia total, carrega um fator de risco adicional à saúde financeira do SEB, pois o Ambiente de Contratação Livre (ACL) se desenvolveu com uma infraestrutura de mercado financeiramente frágil, sem qualquer supervisão financeira.

Esta falta de supervisão financeira permite que alguns agentes operem com posições extremamente alavancadas, assumindo riscos que não são capazes de bancar, o que também coloca em risco as suas contrapartes e, inclusive, o mercado como um todo. Destaca-se que a fragilidade da infraestrutura do ACL é particularmente preocupante devido ao seu crescimento esperado para os próximos anos.

Por outro lado, o Brasil desenvolveu um robusto sistema de pagamentos e de controle financeiro através das instituições que integram o Sistema de Pagamentos Brasileiro (SPB), cujos resultados vêm despertando interesse da comunidade financeira e monetária internacional, tendo em vista a consistência de seus resultados.

Neste sentido, a presente pesquisa visa buscar um modelo que aproveite e adeque a estrutura financeira consolidada no SPB, aplicando seus princípios ao mercado de energia elétrica brasileiro, com o objetivo de proporcionar segurança financeira às operações do SEB. A proposta consiste em reestruturar a comercialização de energia elétrica no Brasil em dois mercados: um de derivativos e outro de energia.

No Mercado de Derivativos de Energia (MDE), aberto para qualquer investidor que provar sua capacidade técnica e financeira, somente será permitido negociações envolvendo valores pecuniários, vedada a entrega física de energia. O Mercado de Energia Elétrica (MEE), dedicado aos agentes de produção, comercialização e consumo de energia elétrica, será o ambiente exclusivo para negociação dos Saldos

de Energia (SE), títulos certificados para comercialização da energia gerada pelas plantas geradoras de energia elétrica do SEB.

A inadimplência na Bolsa de Energia Elétrica (BEE) implicará a automática exclusão do agente inadimplente do mercado, exceto para Agentes Sistematicamente Importantes (ASI) que continuarão a operar sob intervenção da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em Regime de Administração Especial Temporária (RAET). A energia que continuar sendo gerada ou consumida, mediante decisões administrativas ou judiciais, por agentes desligados que não se encorarem em RAET, deveram ser gerenciadas pelo Comercializador de Última Instância (COMUI) da distribuidora local.

A BEE será a contraparte central das operações do MEE, enquanto que o Fundo Garantidor do Setor Elétrico (FGSE) terá como finalidade garantir a continuidade financeira do MEE e disponibilizará recursos em casos específicos de necessidade de aporte financeiro para continuidade do mercado.

Assim, este Capítulo trata dos impactos legais e regulatórios que a proposta de modelo traz e é dividido em sete partes, iniciando por esta introdução. A segunda parte apresenta a regulamentação e os aspectos relevantes do Setor Elétrico Brasileiro e do funcionamento do mercado de energia no modelo vigente. A terceira parte expõe os aspectos relevantes da legislação e da regulamentação do Sistema Financeiro Nacional. A quarta parte discorre, resumidamente, sobre a proposta de modernização da infraestrutura de mercado para o Setor Elétrico Brasileiro, apresentada neste livro. Já a quinta parte aborda as questões legais e regulatórios para a implementação da proposta. Por fim, a sexta parte discorre sobre a evolução progressiva em direção ao modelo proposto, enquanto que a sétima apresenta as conclusões finais. A síntese do roadmap legal e regulatório a ser percorrido para a implantação da proposta encontra-se em anexo.

1. LEGISLAÇÃO, REGULAMENTAÇÃO E ASPECTOS RELEVANTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E DO FUNCIONAMENTO DO MERCADO DE ENERGIA NO MODELO VIGENTE

O atual modelo de comercialização de energia elétrica encontra-se detalhado na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004. Não obstante, outros normativos

sustentam a regulação do SEB. Neste sentido, passamos a citar, resumidamente, algumas características deste modelo, relevantes para a presente pesquisa.

1.1. PODER CONCEDENTE

O poder concedente é a esfera da Administração Pública incumbente da prestação dos serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, portanto a União[2]. Neste sentido, a outorga de concessões, permissões e autorizações da prestação destes serviços públicos é exercida através do Ministério de Minas e Energia, parte da Administração Pública Federal. Algumas destas atribuições, porém, são delegadas à ANEEL[3].

1.2. ÓRGÃOS FORMADORES DE POLÍTICA E DE MONITORAMENTO DO SEB

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o principal órgão formador de políticas públicas para o suprimento de energia para o país.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)[4] tem os objetivos de (i) acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; (ii) avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; e (iii) realizar, periodicamente, uma análise integrada da segurança de abastecimento e do atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e de petróleo e seus derivados.

A Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais (CPAMP)[5] possui a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e dos programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

Destaca-se que o CMSE e a CPAMP foram criados com o objetivo melhorar a eficácia da gestão governamental no setor energético e evitar falhas de percepção real da gravidade de problemas de coordenação, de comunicação e de controle que causaram a crise de abastecimento de 2001.

2 Arts. 21, XII, "b" e 176 da Constituição Federal.

3 A Lei nº 9.427/1996, em seu art. 3º, delega competência à ANEEL para realizar procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias de serviço público para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidroelétricos. Os arts. 20 e 21 desta lei delegam, à Agência, também a competência para outorga de autorização para Produtores Independentes de Energia.

4 Decreto nº 5.175/2004.

5 Resolução CNPE nº 01/2007.

1.3. ÓRGÃOS NORMATIVOS

Os órgãos normativos do Setor Elétrico Brasileiro são o Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica, que atuam, neste campo, mediante a emissão de portarias ministeriais e de resoluções, respectivamente.

1.4. ÓRGÃOS OPERACIONAIS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico[6] é uma associação civil sem fins lucrativos, que opera o sistema nacional de energia elétrica e tem como atribuições, dentre outras, (i) o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional (SIN); (ii) a supervisão e o controle dos centros de operações; (iii) a contratação e a administração dos serviços de transmissão de energia; e (iv) a previsão de carga e o planejamento da operação dos sistemas isolados.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica[7] é uma associação civil sem fins lucrativos, que opera o mercado de energia elétrica do país e tem como atribuições, dentre outras, (i) promover leilões de energia, por delegação da ANEEL; (ii) manter o registro dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e dos contratos resultantes dos leilões de ajuste e da aquisição de energia proveniente de geração distribuída, incluindo suas respectivas alterações; (iii) manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre; (iv) promover a medição e o registro dos dados relativos às operações de compra e venda e de outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica; (v) apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do MCP, por submercado; (vi) efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no MCP; e (vii) apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do MCP.

1.5. ÓRGÃO FISCALIZADOR

A Agência Nacional de Energia Elétrica, uma autarquia federal sob regime especial, é o órgão responsável pela fiscalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

6 Art. 3º do Decreto nº 5.081/2004.

7 Art. 2º do Decreto nº 5.177/2004.

1.6. ENTIDADE DE PESQUISA

A Empresa de Pesquisa Energética, empresa pública, atua como auxiliar do MME[8], com a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Neste sentido, os estudos e as pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da política energética nacional. Uma das atuações da EPE relevantes para o funcionamento do mercado elétrico consiste no cálculo da garantia física das usinas de geração elétrica, que são publicadas pelo MME através de portarias.

1.7. AGENTES DE MERCADO

Os agentes de mercado são classificados em três categorias[9]: (i) geração, integrada pelas concessionárias do serviço público de geração de energia elétrica, pelos produtores independentes de energia elétrica e pelos autoprodutores de energia elétrica; (ii) distribuição, integrada pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica; e (iii) comercialização, integrada pelos agentes importadores e exportadores de energia elétrica, pelas comercializadoras de energia elétrica, pelos consumidores livres de energia elétrica e pelos consumidores especiais de energia elétrica.

1.8. ADESÃO À CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A adesão à CCEE é um requisito necessário para a participação do mercado de energia no Brasil e encontra-se regulada nos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica. Todos os candidatos a agente da CCEE deverão cumprir as habilitações técnica, comercial e legal. De acordo com a classe à qual vai pertencer o futuro agente, a habilitação legal dependerá de alguns requisitos específicos.

Deste modo, para os agentes de geração concessionários de serviço público e para as distribuidoras, a exigência é a comprovação do ato de outorga da concessão. No caso dos produtores independentes e dos autoprodutores, a exigência é a comprovação do ato de outorga da permissão. Já os consumidores livres e os consumidores especiais devem comprovar a denúncia dos contratos de consumo que mantinham com a sua distribuidora. Os agentes importadores e exportadores e as comercializadoras devem, por sua vez, apresentar seus respectivos atos autorizativos, emitidos pela ANEEL.

8 Art. 6º do Estatuto da EPE, aprovado no Decreto nº 5.184/2004.

9 Art. 12 da Convenção de Comercialização, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004.

Os candidatos a agente de comercialização devem, ainda, cumprir as exigências previstas pela Resolução Normativa ANEEL nº 678/2015, das quais destacam-se[10]: (i) ter como objeto social a compra e venda de energia elétrica; (ii) possuir um capital social mínimo de R$ 1.000.000,00 (um milhão de reais); (iii) possuir um parecer indicativo favorável emitido pela CCEE, prévio à obtenção da autorização da ANEEL; (iv) comprovar a aptidão para desempenho de atividade de comercialização, com a indicação das instalações, do aparelhamento e do pessoal técnico adequados e disponíveis; e (v) comprovar o adimplemento intrassetorial dos sócios e acionistas controladores diretos ou indiretos.

1.9. DESLIGAMENTO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O desligamento dos agentes da CCEE obedece ao rito previsto pela Resolução Normativa ANEEL nº 545/2013. As hipóteses motivadoras para o desligamento[11] são:

(i) a extinção das outorgas de concessão, permissão ou autorização[12], observado o processo administrativo pertinente; (ii) a solicitação do agente neste sentido; ou (iii) o inadimplemento do agente, confirmado por decisão da CCEE proferida em procedimento administrativo próprio.

Para efetivar o desligamento do agente do mercado da energia, portanto, nas hipóteses extinção de outorga e inadimplemento, a ANEEL e CCEE devem instaurar processos administrativos, que obedecem aos princípios constitucionais do contraditório e da ampla defesa.

1.10. REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

1.10.1. Lastro para venda

O lastro para venda será constituído pela garantia física atribuída ao empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso mediante contratos de compra de energia ou de potência[13].

10 Arts. 2º e 4º da Resolução Normativa ANEEL nº 678/2015.

11 Art. 2º da Resolução Normativa ANEEL nº 545/2013.

12 A extinção das outorgas de concessão está normatizada nos arts. 35 a 39 da Lei nº 8.987/1995, referente ao advento do termo contratual, à encampação, à caducidade, à rescisão ou à anulação da concessão ou à falência ou extinção da empresa concessionária.

13 Art. 2º, § 1º do Decreto nº 5.163/2004.

1.10.2. Garantia física

A garantia física, definida pelo MME, corresponde às quantidades máximas de energia ou potência que poderão ser utilizadas para a comprovação de atendimento à sua carga ou para a comercialização por meio de contratos[14].

No Brasil, comercializa-se garantia física, um produto financeiro que representa um lastro de confiabilidade para o sistema. Porém, no Brasil, os contratos, mesmo não envolvendo a necessidade de geração física de energia por parte do gerador vendedor, obrigam a entrega da energia para o consumidor comprador, ainda que proveniente de centrais diferentes daquela que firmou o contrato de compra e venda. Portanto, estes contratos envolvem tanto lastro de confiabilidade (garantia física) como a energia propriamente dita, diferentemente do que ocorre em outros países, onde os pagamentos ou contratos por capacidade/confiabilidade estão sempre desvinculados da contratação da energia a ser suprida ao consumidor.

1.10.3. Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ocorrem as operações de contratação entre as geradoras e as distribuidoras, mediante processo de licitação, para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores regulados. Destaca-se que as distribuidoras devem contratar energia para o atendimento de 100% (cem por cento) de seus mercados[15]. Esta contratação ocorre por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado, que são contratos de adesão, de longo prazo (de 15 a 30 anos), decorrentes dos resultados dos leilões e publicados nos sites da ANEEL e da CCEE. Nos CCEARs, os preços são conhecidos para toda sua duração, ou seja, consistem-se em variáveis com grande grau de certeza para a tomada de decisão do investidor.Além disso, os CCEARs, considerando a previsibilidade da receita dos agentes de geração deles decorrente, servem como garantia para a obtenção de créditos, muitas vezes na modalidade de *project finance*. Portanto, destaca-se que a expansão do parque de geração está calcada na contratação compulsória e regulada da energia futura das distribuidoras.

1.10.4. Ambiente de Contratação Livre

No ACL, denominado, também, de mercado livre, os contratos são livremente negociados[16]. Nota-se que a decisão do comprador fica, em termos de preço, entre a

14 Art. 2º, § 2º do Decreto nº 5.163/2004.

15 Art. 2º, II do Decreto nº 5.163/2004.

16 Art. 1º, §2º do Decreto nº 5.163/2004.

tarifa da distribuidora de energia local e o preço da energia no mercado livre[17]. Podem participar do mercado livre geradoras, comercializadoras, consumidores livre (aqueles que possuem demanda igual ou superior a 2 MW) e consumidores especiais[18] (aqueles que possuem demanda entre 0,5 MW a 2 MW e que adquirem energia gerada por fontes incentivadas).

1.10.5. Obrigação de lastro para a venda e de contratação para o consumo

Os agentes vendedores, independente do ambiente no qual atuam, deverão apresentar lastro para venda de energia e de potência para garantir 100% (cem por cento) de seus contratos[19]. Já as distribuidoras[20], como mencionado, devem adquirir energia e potência para 100% (cem por cento) de seus mercados e os consumidores livres[21] ou consumidores especiais deverão garantir 100% (cem por cento) de suas cargas, por intermédio de contratos de compra de energia.

1.10.6. Mercado de Curto Prazo

O MCP existe, no lado da oferta, para ajustar as diferenças entre a energia vendida e aquela efetivamente gerada, pois o despacho otimizado das plantas geradoras de todo o país é feito pelo ONS e não pelos proprietários das usinas. Entretanto, mesmo que os proprietários das usinas tivessem a plena liberdade de programar o seu despacho, ainda assim o MCP teria de contabilizar as diferenças entre a geração e as vendas contratadas, tendo em vista que indisponibilidades e rampas de entrada de produção são inerentes à operação técnica das plantas.

Do lado da demanda, é normal ocorrerem discrepâncias entre as quantidades de energia compradas através de contratos e as realmente consumidas, diferenças estas também ajustadas no MCP.

Além disto, a dependência da disponibilidade de água nos reservatórios, de ventos, de raios solares e de combustíveis, quer orgânicos quer fósseis, são fatores que tornam imprescindíveis o funcionamento de um mercado de balanço para ajuste entre a energia contratada e as quantidades geradas ou consumidas.

No Brasil, por não existir comercialização de energia física no curto prazo, também não existe um mercado de energia de curto prazo *strictu senso*. Há, na verdade,

17 Arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995.

18 Art. 48 do Decreto nº 5.163/04 e art. 24, §5º da Lei nº 9.427/1995.

19 Art. 2º, I do Decreto nº 5.163/2004.

20 Art. 2º, II do Decreto nº 5.163/2004.

21 Art. 2º, III do Decreto nº 5.163/2004.

um mecanismo de contabilização e liquidação das diferenças entre os valores contratados e aqueles de fato produzidos ou consumidos, impropriamente denominado de Mercado de Curto Prazo.

Devido ao descolamento entre despacho e contratos, há um grande volume de diferenças entre a energia contratada e a energia medida. Assim, o mecanismo de conciliação de diferenças brasileiro transaciona grandes volumes de energia, ao contrário do que se verifica em mercados de balanço ou de tempo real de outros mercados de energia, os quais tendem a negociar volumes de energia residuais. Por isso, o MCP assume, no modelo brasileiro, uma relevância que não é observada nos mecanismos análogos de outros países.

Este mecanismo de conciliação de diferenças é liquidado por um preço (PLD) que independe da interação entre a oferta e a demanda no mercado, sendo calculado por modelos computacionais, flutuando, sobretudo, de acordo com as condições hidrológicas e refletindo o custo de oportunidade da água. Questões relativas à formação do PLD também são demandadas judicialmente, de modo a aumentar o quadro de incerteza jurídica no setor.

1.10.7. Custo Marginal de Operação e Preço de Liquidação de Diferenças

As diferenças negociadas no MCP são precificadas pelo Preço de Liquidação de Diferenças. O PLD, publicado pela CCEE, é calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal, e possui como base o Custo Marginal da Operação (CMO). Os valores do PLD são limitados por preços mínimo e máximo e devem observar: (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições econômicas para o despacho das usinas; (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes; (iii) os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia; (iv) o custo do déficit de energia; (v) as restrições de transmissão entre submercados; (vi) as interligações internacionais; e (vii) os intervalos de tempo e variações de preços previamente estabelecidos, os quais deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica[22].

Destaca-se que a diferença do cálculo do PLD para o cálculo do CMO está relacionada às restrições internas de transmissão nos submercados, consideradas somente no cálculo do CMO. Em alguns países (Europa, Colômbia e EUA, por exemplo), este preço de diferenças é formado por leilões ou tomadas de preço realizados no dia anterior ou horas antes da geração/consumo. Nestes casos, a formação do preço decorre do ponto em que a curva de oferta corta a curva de demanda e este va-

22 Art. 57, § 1º do Decreto nº 5.163/2004.

lor é uniformizado para o todo mercado, inclusive para aqueles que fizeram ofertas a preços mais baixos.

No Brasil, o PLD é apurado por meio de sistemas computacionais, através dos quais são simulados as condições e os custos da operação, visando obter o menor custo de operação em um determinado período considerado adequado, tendo em vista fatores como o parque gerador total e sua expansão no período, o volume de água nos reservatórios, as afluências esperadas nas bacias, o custo do déficit de energia elétrica para a economia, dentre outros. Como a matriz elétrica brasileira é predominantemente hídrica, os aspectos mais influentes na determinação do PLD são o volume de água nos reservatórios e a previsão de vazão das bacias hidrográficas para as próximas semanas, uma vez que a sua apuração ocorre toda sexta-feira para a semana seguinte. Matematicamente, o PLD é uma derivada da Curva de Custo Futuro, no ponto em que atinge o seu mínimo.

O problema crucial e grande fonte de instabilidade ao setor é o fato de o PLD ser muito volátil, muito nervoso, podendo variar, em 2020, a cada semana, de R$ 39,68/MWh a R$ 559,75/MWh. Assim, por exemplo, um consumidor que paga R$ 350,00/mês para sua distribuidora poderia migrar para o mercado livre pagando R$ 150,00/mês, o que é aparentemente um bom negócio. Porém, se o PLD saltar para R$ 513,89/MWh, a comercializadora que vendeu para este consumidor pode ter que adquirir energia pelo preço teto, caso não tenha energia contratada suficiente para lastrear toda a venda feita. Ademais, se a comercializadora vendedora não tiver lastro e não aportar garantias para a liquidação da CCEE, o consumidor terá que comprar energia no mercado *spot* a R$ 559,75/MWh, valor superior a quanto pagava no mercado regulado. Nota-se que isto também pode ocorrer nas operações intermediárias entre *traders*.

Destaca-se que, conforme mencionado, os contratos não determinam o despacho da energia, sendo verificado, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema. Como a política de prevenção a risco de desabastecimento parte de órgãos governamentais (do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, principalmente) e as decisões operativas de despacho das usinas são realizadas pelo Operador Nacional do Sistema e não pelos proprietários das plantas geradoras, há uma grande demanda judicial questionando a quem cabe arcar com os custos destas decisões quando eles se tornam muito elevados, em situações de escassez hídrica no país e consequente PLD elevado. Por isso, já está se tornando recorrente a prática de grandes acordos, de tempos em tempos, para rateio destes custos.

1.10.8. Contabilização e Liquidação do Mercado de Curto Prazo

A contabilização e a liquidação do MCP estão regulamentadas pelos Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, aprovados pela ANEEL, após discussão com a sociedade em audiência pública, e operacionalizados pela CCEE.

O período de apuração do MCP é o mês civil, porém o ciclo de consumo, contabilização e liquidação se estende por três meses civis. Neste sentido, a energia gerada/consumida (simultaneamente) no mês m-1, é contabilizada no mês m e liquidada no mês m+1. A data em que expira o prazo de registro e validação dos contratos[23] ocorre no mês m, ou seja, no mês seguinte à geração/consumo. Os contatos no ACL, portanto, podem ser registrados *ex post* ao consumo de energia elétrica. Os dados de medição também são consolidados no mês m, porém, somente no mês m+1, ocorre a liquidação.

Na fase de contabilização, há primeiro uma contabilização preliminar, a partir da qual se apura os agentes devedores para a liquidação. Em seguida, abre-se um período para aporte de garantias pelos agentes devedores. Encerrado este período, os agentes vendedores com posições descobertas têm seus contratos de venda retirados do registro (corte de contratos), de modo a deixar o seu respectivo comprador a descoberto para a liquidação.

Os valores inadimplidos na liquidação são rateados entre os credores (*loss sparing*) e lançados como um novo crédito na contabilização do ciclo do mês seguinte, corrigidos monetariamente e acrescidos de juros moratórios e multa.

Destaca-se que as regras para aporte de garantia evoluíram desde o início da efetiva operação do mercado, a partir de 2003. O primeiro modelo adotado foi a exigência de aporte no montante de 30% da estimativa de compra anual de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE). Este modelo foi alterado, já na CCEE, para o aporte da média dos valores devidos nos 24 meses anteriores, o qual não se configurou excessivamente oneroso e atendeu o mercado em seu início de operação. Observa-se que o mecanismo de garantias financeiras funcionou bem por seis anos, período em que a adimplência esteve sempre acima de 99%. Pode-se dizer, ainda, que este bom histórico, aliado ao aumento de custos que uma eventual mudança implicaria, contribuiu para postergar a discussão deste tema pelo setor.

A elevação no volume financeiro negociado e o aumento do risco de inadimplência verificados nos primeiros meses de 2008, entretanto, reacenderam o debate sobre a questão. A sistemática de garantias foi substituída por outra que trazia, implícita, a ideia de que as garantias deveriam considerar as liquidações futuras na

23 Esta regra, na prática, aplica-se quase que exclusivamente ao ACL, pois os contratos no ACR são registrados muito antecipadamente, logo após a homologação do resultado dos leilões, tendo em vista que o direito à assinatura do CCEAR é auferido ao vencedor do certame e completa o processo de licitação.

CCEE. A partir de então, as garantias passaram a ser calculadas através da diferença entre o lastro para a venda do agente e o seu volume de energia comercializada no período vindouro de seis meses. Esta parcela a descoberto seria o valor a ser aportado, o qual deveria ser ajustado mês a mês.

Passou-se, portanto, à fase da prevenção, visando mitigar o risco de exposições futuras no MCP. Para a precificação das exposições, usou-se, para o período m-1, o PLD verificado e, para o mês seguinte (m), a média mensal entre os PLDs divulgados até a data do cálculo da garantia e os PLDs projetados até o final do mês. Já para os meses m+1 e m+2, foi adotado o PLD previsto, limitado ao intervalo entre PLD mínimo e PLD máximo. Destaca-se que a previsão de proteção de seis meses da proposta original foi reduzida para três meses nos procedimentos de comercialização aprovados pela ANEEL.

Esta sistemática, com o tempo, mostrou-se muito onerosa e foi sendo substituída de uma proteção inicial de três meses para dois e, hoje, restringe-se somente ao mês de contabilização. Atualmente, observada a Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014, a CCEE exige somente os valores devedores já conhecidos, apurados na contabilização preliminar do período m-1. Na prática, o aporte das garantias representa um pré-pagamento antes da liquidação da CCEE.

2. LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DO SISTEMA FINANCEIRO NACIONAL

De acordo com o art. 192 da Constituição Federal, é competência de lei complementar a regulação do Sistema Financeiro Nacional. A Lei nº 4.595/1964, recepcionada pela Carta Magna de 1988, dispõe sobre a Política e as Instituições Monetárias, Bancárias e Creditícias e cria o Conselho Monetário Nacional (CMN). Em seu art. 1º, a lei define a constituição do Sistema Financeiro Nacional (SFN), tendo como integrantes o Conselho Monetário Nacional, o Banco Central do Brasil (BACEN), o Banco do Brasil, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e as demais instituições financeiras públicas e privadas. Esta lei define, ainda, as atribuições dos integrantes do SFN, o que é instituição financeira[24] e, em seu art. 45, determina que as instituições financeiras públicas não federais e as privadas estão sujeitas à inter-

24 Art. 17 da Lei nº 4.595/1964: "*Consideram-se instituições financeiras, para os efeitos da legislação em vigor, as pessoas jurídicas públicas ou privadas, que tenham como atividade principal ou acessória a coleta, intermediação ou aplicação de recursos financeiros próprios ou de terceiros, em moeda nacional ou estrangeira, e a custódia de valor de propriedade de terceiros*".

venção efetuada pelo Banco Central ou à liquidação extrajudicial.

A Lei Complementar nº 105/2001 dispõe sobre o sigilo das operações de instituições financeiras e, no art. 1º, §1º, define as instituições que são consideradas financeiras, para efeitos desta lei complementar. Destacam-se os incisos VIII, XI e XII, que apresentam, respectivamente, as administradoras de balcão de crédito, as bolsas de valores e de mercados futuros e as entidades de liquidação e compensação. O art. 2º define as situações em que o sigilo é estendido ao BACEN e à Comissão de Valores Mobiliários (CVM). O art. 10, por sua vez, prevê que constitui crime a quebra de sigilo, quando não autorizada por esta lei complementar, sujeita à pena de reclusão de um a quatro anos e multa.

A Lei nº 10.214/2001 discorre sobre a atuação das câmaras e dos prestadores de serviços de compensação e de liquidação, no âmbito do sistema de pagamentos, dentre outras providências. O seu art. 3º autoriza a compensação multilateral de obrigações no âmbito de uma mesma câmara ou prestador de serviço de compensação e de liquidação. Já o art. 4º determina que as câmaras ou os prestadores de serviço de compensação e de liquidação devem assumir a posição de parte contratante para fins de liquidação das operações, nos sistemas em que o volume e a natureza dos negócios forem capazes de oferecer risco à solidez do sistema financeiro. Os parágrafos deste art. 4º determinam que deverão ser adotadas salvaguardas que permitam assegurar a certeza da liquidação das operações, dentre os quais, citam-se os dispositivos de segurança adequados e as regras de controle de risco, contingências, de compartilhamento de perdas e de execução direta de posição de custódia de contratos e garantias aportadas pelos participantes.

De acordo com o art. 5º da Lei nº 10.214/2001, as câmaras ou prestadores de serviço de compensação e de liquidação devem separar um patrimônio especial que garanta, exclusivamente, o cumprimento das obrigações existentes em cada um dos sistemas que estiverem operando. Destaca-se, ainda, que o art. 9º da lei estabelece que as câmaras e os prestadores de serviço de compensação e de liquidação, assim como seus administradores e membros de conselhos fiscais consultivos e assemelhados, estão sujeitos à fiscalização da CVM, nos termos da Lei nº 6.385/1976 e de mais disposições legais, caso cometam infrações às normas legais e regulamentares que regem o sistema de pagamentos.

A Resolução CMN nº 2.882/2001 dispõe sobre o sistema de pagamentos e as câmaras e os prestadores de serviço de compensação e de liquidação que o integram. De acordo com o art. 2º, a câmara de compensação e liquidação consiste em uma pessoa jurídica que tenha como atividade principal os serviços de compensação e liquidação que envolvam, pelo menos, três participantes diretos. Segundo o mes-

mo dispositivo, o prestador de serviço de compensação é uma pessoa jurídica que exerce, em caráter acessório, estas atividades de compensação e liquidação, o participante direto para fins de liquidação é uma pessoa jurídica que assume a posição de parte, enquanto que o participante indireto é uma pessoa jurídica cujas operações são liquidadas através de um participante direto.

O art. 3º da Resolução CMN nº 2.882/2001 enumera nove regras que devem ser observadas no âmbito do sistema de pagamentos, sendo elas: (i) permissão de acesso a informações que possam esclarecer os riscos assumidos; (ii) as regras referentes aos riscos de liquidação e liquidez devem esclarecer quais são as obrigações das câmaras, dos prestadores de serviço e dos participantes; (iii) a liquidação possui caráter irrevogável e incondicional; (iv) a tradição do ativo e seu pagamento devem ser mútuos; (v) as câmaras e prestadores de serviço devem assegurar a liquidação tempestiva em um montante equivalente à maior posição devedora, em caso de inadimplência; (vi) as câmaras e prestadores de serviço devem possuir infraestrutura operacional adequadas ao nível de segurança e confiabilidade, com planos de contingências e de recuperação; (vii) os procedimentos de liquidação devem ser eficientes; (viii) os critérios de acesso devem ser públicos, objetivos e claros, possibilitando a ampla participação, enquanto que as restrições devem ter enfoque na mitigação de riscos; e (ix) as câmaras e prestadores de serviço devem manter estrutura administrativa e funcional transparente e adequada à avaliação administrativa e de desempenho dos administradores.

Com relação aos princípios e regras dos sistemas de pagamento[25], o BACEN regulamenta, supervisiona as atividades e autoriza os sistemas das câmaras e prestadores de serviço, além de operar exclusivamente sistemas com liquidação bruta em tempo real. A CVM, por outro lado, regulamenta, supervisiona as atividades e autoriza os sistemas das câmaras e prestadores de serviço, no que diz respeito aos valores mobiliários[26]. Ademais, o BACEN e a CVM, em suas respectivas áreas de competência, estão autorizados a emitir normas complementares e a adotar as medidas que julgarem necessárias ao cumprimento do disposto na Resolução CMN[27] nº 2.882/2001, podendo, inclusive, estabelecer as condições para alterar os regulamentos dos sistemas.

A Circular BACEN nº 3.057/2001 aprova o regulamento que disciplina o funcionamento dos sistemas operados pelas câmaras e pelos prestadores de serviços de compensação e de liquidação que integram o sistema de pagamentos. Esta circular discrimina toda a documentação que deve instrumentalizar o pedi-

25 Art. 4º da Resolução CMN 2.882/2001.

26 Art. 5º da Resolução CMN 2.882/2001.

27 Art. 11 da Resolução CMN 2.882/2001.

do de autorização para funcionamento das câmaras e dos prestadores de serviço de compensação e de liquidação[28]. Destacam-se, dentre outras, as exigências de: (i) comprovação de atendimento ao limite mínimo de patrimônio líquido; (ii) informação da composição de capital, (iii) informação sobre dados pessoais de eleições e nomeações dos administradores; (iv) descrição detalhada de todos os processos operacionais relacionados ao sistema que será operado, dos meios de comunicação que darão suporte ao sistema e dos mecanismos de acesso técnico aos sistemas; e (v) comprovação da capacidade da câmara ou do prestador de serviço de compensação e de liquidação em cumprir seu objeto social, com descrição detalhada dos mecanismos de gerenciamento e contenção de riscos.

Anexo à Circular BACEN nº 3.057/2001, encontra-se o regulamento aprovado[29] que disciplina o funcionamento dos sistemas operados pelas câmaras e pelos prestadores de serviços de compensação e de liquidação integrantes do sistema de pagamentos. Destaque-se o art. 8º, que define, como sistemicamente importantes para o BACEN, (i) os sistemas de liquidação de transações com títulos, valores mobiliários, derivativos financeiros e moedas estrangeiras, independentemente do valor individual de cada transação e do giro financeiro diário; e (ii) os sistemas de liquidação de transferências de fundos e de outras obrigações interbancárias que se enquadrem em, pelo menos, uma das situações indicadas a seguir: a) existência de giro financeiro diário médio superior a 4% (quatro por cento) do giro financeiro diário médio do Sistema de Transferência de Reservas (STR); ou b) possibilidade de que os efeitos da inadimplência de um participante sobre outros participantes (efeito-contágio), em sistemas de liquidação diferida que utilizem compensação multilateral, a critério do BACEN, coloquem em risco a fluidez dos pagamentos no âmbito do Sistema de Pagamentos Brasileiro.

A Instrução CVM nº 461/2007 disciplina os mercados regulamentados de valores mobiliários e dispõe sobre a constituição, organização, funcionamento e extinção das bolsas de valores, bolsas de mercadorias e futuros e mercados de balcão organizado. O art. 3º define mercado organizado de valores mobiliários como o espaço físico ou o sistema eletrônico, destinado à negociação ou ao registro de operações com valores mobiliários por um conjunto determinado de pessoas autorizadas a operar, que atuam por conta própria ou de terceiros e nomina, em seu parágrafo 1º, como mercados organizados de valores mobiliários: (i) bolsas de valores; (ii) bolsas de mercadorias (iii) bolsas de futuro; e (v) os mercados de balcão organizado. Através de seu parágrafo 2º, incube-se à CVM autorizar os administradores de mercados organizados.

28 Art. 2º da Circular BACEN nº 3.057/2001.

29 Art. 1º da Circular BACEN nº 3.057/2001.

O art. 4º define como operação realizada em mercado não organizado como aquela onde houver intervenção de integrante do sistema de distribuição: (i) sem que o negócio seja realizado ou registrado em mercado organizado; ou (ii) quando tal negociação resultar do exercício da atividade de subscrição de valores mobiliários por conta própria, para revenda em mercado ou de compra de valores mobiliários em circulação para revenda por conta própria.

O art. 92 define as formas de atuação do mercado de balcão organizado: (i) como sistema centralizado e multilateral de negociação que possibilite o encontro e a interação de ofertas de compra e de venda de valores mobiliários; (ii) por meio da execução de negócios, sujeitos ou não à interferência de outras pessoas autorizadas a operar no mercado, tendo como contraparte formador de mercado que assuma a obrigação de colocar ofertas firmes de compra e de venda; ou (iii) por meio do registro de operações previamente realizadas

As condições para que a CVM considere um mercado organizado de valores mobiliários como de bolsa ou de balcão organizado constam no art. 5º, sendo que as regras adotadas em seus ambientes ou sistemas de negociação para formação de preços estão, nas bolsas, nos arts. 65[30] e 73[31], e, nos balcões organizados, nos arts. 95[32] e 96[33].

30 Art. 65 da Instrução CVM nº 461/2007: *"Consideram-se mercados de bolsa aqueles que: I - funcionam regularmente como sistemas centralizados e multilaterais de negociação e que possibilitam o encontro e a interação de ofertas de compra e de venda de valores mobiliários; ou II - permitem a execução de negócios, sujeitos ou não à interferência de outras pessoas autorizadas a operar no mercado, tendo como contraparte formador de mercado que assuma a obrigação de colocar ofertas firmes de compra e de venda, desde que: a) a atuação do formador de mercado seja regulada pela bolsa, nos termos da regulamentação específica da CVM para formadores de mercado, e fiscalizada pelo Departamento de Auto Regulação; b) a regulação da bolsa preveja limites máximos para a diferença entre os preços de compra e de venda ofertados pelo formador de mercado; e c) seja admitida a interferência de outras pessoas autorizadas a operar no intervalo entre as ofertas de compra e de venda, desde que para a quantidade total daquele negócio.*
Parágrafo único. Considera-se sistema centralizado e multilateral aquele em que todas as ofertas relativas a um mesmo valor mobiliário são direcionadas a um mesmo canal de negociação, ficando expostas a aceitação e concorrência por todas as partes autorizadas a negociar no sistema."

31 Art. 73 da Instrução CVM nº 461/2007: "*O ambiente ou sistema de negociação da bolsa deve possuir características, procedimentos e regras de negociação, previamente estabelecidos e divulgados, que permitam, permanentemente: I – a regular, adequada e eficiente formação de preços; II - a pronta realização, visibilidade e registro das operações realizadas; e III – a disseminação pública das ofertas e negócios envolvendo ativos ali negociados, com rapidez, amplitude e detalhes suficientes à boa informação do mercado e formação de preços.*

Parágrafo único. Quando se tratar de sistema de negociação centralizado e multilateral, a formação de preços deve se dar por meio da interação de ofertas, em que seja dada precedência sempre à oferta que represente o melhor preço, respeitada a ordem cronológica de entrada das ofertas no sistema ou ambiente de negociação, ressalvados os casos de procedimentos especiais de negociação previstos em regulamento."

32 Art. 95 da Instrução CVM nº 461/2007: *"Quando se tratar de sistema de negociação centralizado e multilateral, a formação de preços deverá se dar por meio da interação de ofertas, em que seja dada precedência sempre à oferta que represente o melhor preço, respeitada a ordem cronológica de entrada das ofertas no sistema ou ambiente de negociação, ressalvados os casos de procedimentos especiais de negociação previstos em regulamento."*

33 Art. 96 da Instrução CVM nº 461/2007: *"Quando se tratar de mercado em que sejam contrapartes formadores de mercado, conforme descrito no inciso II do art. 92, sua atuação deverá ser regulada e fiscalizada pela entidade administradora de mercado de balcão organizado, nos termos da regulamentação específica da CVM para formadores de mercado."*

O art. 9º atribui à CVM a função de autorizar as entidades que estruturem, mantenham ou fiscalizem mercados organizados de valores mobiliários. O art. 11 define que a pessoa autorizada a atuar nos ambientes de negociação ou de registro de operações do mercado organizado, pode fazê-lo: (i) por intermediários, em nome próprio e de terceiro; (ii) por operadores especiais, em nome próprio ou de intermediário; ou (iii) em nome próprio, por outras pessoas jurídicas, ou fundos de investimento, diretamente e sem a necessidade da intervenção de intermediário.

O art. 99 define que os registros de operações previamente realizadas devem ser feitos por meio de sistemas ou com a adoção de procedimentos que propiciem adequada informação sobre os preços das transações realizadas, inclusive quanto a sua eventual discrepância em relação a padrões de negócios similares, sendo permitida a recusa de registro de negócios discrepantes.

O art. 15 incumbe à entidade administradora aprovar regras de organização e funcionamento dos mercados por ela administrados (Auto regulação), obedecidas aos normativos e determinações da CVM.

A Sessão III trata das regras para organização e administração das entidades administradoras de mercados organizados, destacando-se, no art. 19, a presença de: (i) Conselho de Auto Regulação; (ii) Departamento de Auto Regulação; e (iii) Diretor de Auto Regulação. As seções seguintes discorrem sobre atribuições dos administradores e competências de cada órgão diretivo; sobre auditorias; sobre patrimônio social, sobre aporte de patrimônio.

Os arts. 36 a 47 tratam da auto regulação, enquanto que os arts. 48 e 49 tratam das penalidades por violação das normas previstas em regulamento e incube a fiscalização e aplicação destas penalidades ao Departamento de Auto Regulação.

Os arts. 57 e 58 definem que serão negociáveis em mercados organizados os valores mobiliários registrados pela CVM e que mercado organizado de valores mobiliários pode admitir à negociação valores mobiliários de emissão da respectiva entidade administradora. Os arts. 60 e 61 dispõem sobre suspensão e exclusão de valores mobiliários da negociação em mercados organizados e o art. 62 trata da divulgação das informações a serem feitas pelos administradores de mercado organizado. O conteúdo, meios e periodicidade da informação a ser publicamente prestada devem ser os adequados às características de cada mercado, ao nível de conhecimento dos investidores e à composição dos vários interesses envolvidos. A CVM pode exigir a alteração das regras relativas à divulgação de informações quando verificar que não são suficientes para a proteção dos investidores.

O art. 75 obriga às administradoras a manterem sistemas de controle de risco e o art. 77 impõe-lhes o dever manter um mecanismo de ressarcimento de prejuízos,

com a finalidade exclusiva de assegurar aos investidores o ressarcimento de prejuízos decorrentes da ação ou omissão de pessoa autorizada a operar, ou de seus administradores, empregados ou prepostos, em relação à intermediação de negociações realizadas na bolsa ou aos serviços de custódia. O art. 87 determina que o patrimônio ou recursos vinculados ao mecanismo de ressarcimento de prejuízos devem ter escrituração própria e especial, para assegurar a sua destinação exclusiva.

Os arts. 101 a 103 tratam da organização dos mercados de balcão organizado. Destaca-se o art. 102 que destina um mínimo de 25% de membros do Conselho de Administração para conselheiros independentes.

A divulgação de informações é tratada com relevância em vários dispositivos, dentre eles, além dos anteriormente citados, no art. 75 (prazo para divulgação das operações), no art. 94 (regras de negociação e de registro), no art. 105 (informações sobre cada negócio realizado, incluindo preço, quantidade e horário) e no art. 121 (os atos normativos, resoluções e deliberações relativas aos mercados organizados de valores mobiliários devem ser publicados no boletim oficial da entidade administradora e na sua página na rede mundial de computadores).

O Capítulo VIII aborda os procedimentos de: (i) Autorização para Entidade Administradora de Mercado Organizado; (ii) Autorização para Funcionamento de Mercado Organizado; (iii) Cancelamento de Autorização; e (iv) relativos a Atos Dependentes de Aprovação Prévia. O art 118, por sua vez, apresenta as competências da CVM[34].

34 Art. 118 da Instrução CVM nº 461/2007: *"Além das competências descritas nesta Instrução, a CVM pode, em relação a quaisquer dos mercados regulamentados de que trata esta Instrução: I – suspender a execução de normas adotadas pelos mercados organizados de valores mobiliários, se julgadas inadequadas ao seu funcionamento, e determinar a adoção daquelas que considere necessárias; II – sustar a aplicação de decisões tomadas pelos mercados organizados de valores mobiliários, no todo ou em parte, especialmente quando se trate de proteger os interesses dos investidores; III – cancelar os negócios realizados, e ainda não liquidados, em mercados regulamentados, ou determinar às entidades de compensação e liquidação a suspensão da sua liquidação, nos casos de operações que possam configurar infrações a normas legais e regulamentares; IV – decretar o recesso de mercado organizado de valores mobiliários, com o fim de prevenir ou corrigir situações anormais de mercado, definidas na regulamentação vigente; V – suspender ou cassar a autorização de funcionamento do mercado organizado de valores mobiliários; VI – determinar ao mercado organizado de valores mobiliários, em caráter preventivo, o imediato afastamento de conselheiros ou diretores quando houver indício de cometimento de infração incompatível com o exercício do cargo para o qual tenham sido eleitos ou nomeados, até a conclusão do respectivo processo administrativo, que deve ser concluído na CVM no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da apresentação das defesas, após o que o administrador em questão pode ser reintegrado em suas funções, se for o caso; VII – determinar ao mercado organizado de valores mobiliários a suspensão das atividades de membros e pessoas autorizadas a operar, que estejam relacionadas aos negócios realizados em seus ambientes e sistemas, ou o imediato afastamento de seus administradores do exercício de funções nesse âmbito, quando houver indício de cometimento de infração incompatível com o exercício de sua atividade em mercado organizado, até a conclusão do respectivo processo administrativo, que deve ser concluído na CVM no prazo de 120 (cento e vinte) dias; VIII – determinar o refazimento das demonstrações financeiras da entidade administradora de mercado organizado de valores mobiliários que estiverem em desacordo com a Lei nº 6.404 de 1976 e regulamentação aplicável; IX – apurar a responsabilidade, por meio de processo administrativo, da entidade administradora de mercado organizado de valores mobiliários que não tenha providenciado a recomposição dos recursos do mecanismo de ressarcimento de prejuízos, quando existente, no prazo de 60 (sessenta) dias, contados a partir do dia em que esse saldo tenha se tornado inferior ao valor mínimo fixado no regulamento; X - recusar a aprovação de regras ou procedimentos, ou exigir alterações, sempre que os considere insuficientes para o adequado funcionamento do mercado organizado de valores mobiliários, ou contrários à disposição legal ou regulamentar."*

Com a Resolução CMN nº 2.197/1995, foi autorizada a constituição do Fundo Garantidor de Créditos (FGC), uma entidade privada, sem fins lucrativos, destinada a administrar mecanismos de proteção de titulares de créditos contra instituições financeiras. O estatuto da entidade deveria prever[35], inclusive, o órgão administrador, a forma de fiscalização de aplicação de recursos e exame por auditor externo independente. A sua constituição de receitas deveria ser realizada através de contribuições dos associados, de taxas de serviços, do resultado líquido e do rendimento de aplicações de recursos, além de outras receitas[36] eventuais.

O regulamento do FGC, mecanismo de proteção disciplinado nesta resolução[37], deveria ser aprovado pelo CMN e dispor sobre: (i) situações capazes de acioná-lo; (ii) instituições cujos credores terão seus créditos protegidos; (iii) créditos que serão protegidos e respectivos limites; (iv) critérios de contribuições, inclusive extraordinárias, das instituições participantes; (v) política de aplicação dos recursos financeiros da entidade, inclusive critérios de composição e diversificação de riscos; (vi) forma e época de pagamento dos créditos protegidos; e (vii) limites de responsabilidade da entidade em relação ao seu patrimônio.

O estatuto e o regulamento do FGC foram aprovados pela já revogada Resolução CMN nº 2.211/1995. Após inúmeras alterações, o FGC é, hoje, regulamentado pela Resolução CMN nº 4.222/2013. Esta resolução, em seu art. 2º, fixa a contribuição mensal ordinária das instituições associadas ao fundo em 0,0125% (cento e vinte e cinco décimos de milésimos por cento) do montante dos saldos das contas referentes às obrigações objeto de garantia ordinária.

A Lei nº 6.024/1974 trata sobre a intervenção e a liquidação extrajudicial de instituições financeiras, além de dispor outras providências. Segundo a lei, cabe ao BACEN decretar[38] a intervenção em instituição financeira e nomear[39] o interventor responsável. A lei estabelece, neste sentido, que as anormalidades passíveis de intervenção[40] são: (i) prejuízo decorrente de má administração que sujeite a risco seus credores; (ii) prática de reiteradas infrações não regularizadas após as determinações decorrentes da fiscalização do BACEN; e (iii) ocorrendo fatos que possam levar à falência, houver possibilidade de se evitar a liquidação extrajudicial.

35 Art. 2º da Resolução CMN nº 2.197/1995.

36 Art. 4º da Resolução CMN nº 2.197/1995.

37 Art. 3º da Resolução CMN nº 2.197/1995.

38 Arts. 1º e 3º da Lei nº 6.024/1974.

39 Art. 5º da Lei nº 6.024/1974.

40 Art. 2º da Lei nº 6.024/1974.

De acordo com a lei, os efeitos[41] da intervenção são (i) a suspensão da exigibilidade de obrigações vencidas; (ii) a suspensão de prazo das obrigações vincendas; e (iii) a inexigibilidade dos depósitos existentes. Entretanto, o intervenção cessará[42] (i) se os interessados apresentarem garantias suficientes, a critério do BACEN, para prosseguimento de sua atividade econômica; (ii) quando a situação for normalizada; ou (iii) quando for decretada a liquidação extrajudicial ou a falência.

Destaca-se que o BACEN poderá decretar a liquidação extrajudicial de ofício ou por requerimento dos administradores da instituição em dificuldade[43]. Assim, de acordo com a lei, os efeitos produzidos pela liquidação extrajudicial[44] são (i) a suspenção das ações e execuções sobre direitos e interesses do acervo da liquidanda; (ii) o vencimento antecipado das obrigações da liquidanda; (iii) o não atendimento de cláusulas penais de contratos vencidos em virtude de liquidação extrajudicial; (iv) a suspensão de juros contra a massa, enquanto não pago integralmente o passivo; (v) a interrupção de prescrição relativa às obrigações; e (vi) a não reclamação de correção monetária de dívidas ou de penas pecuniárias.

A liquidação extrajudicial será encerrada[45] mediante a decretação de falência da instituição ou por decisão do BACEN. Neste caso, deve ocorrer uma das seguintes hipóteses: (i) pagamento dos credores quirografários; (ii) mudança do objeto social para atividade não integrante do SFN; (iii) transferência do controle acionário; (iv) convolação em liquidação ordinária; (v) exaustão do ativo, através da sua realização total e distribuição de seu produto aos credores; e (vi) iliquidez ou difícil realização do ativo remanescente na instituição.

Destaca-se, ainda, que o art. 36 determina a indisponibilidade dos bens dos administradores de entidades sob intervenção, liquidação extrajudicial ou falência e o art. 40 prevê a reponsabilidade solidária dos administradores pelas obrigações assumidas pela entidade durante a sua gestão.

De acordo com o Decreto-Lei nº 2.321/1987, o BACEN pode decretar o Regime de Administração Especial Temporária nas instituições financeiras privadas e públicas não federais[46] quando verificar: (i) a prática reiterada de operações contrárias às diretrizes de política econômica ou financeira traçadas em lei federal; (ii) a existência de passivo a descoberto; (iii) o descumprimento de normas referentes à

41 Art. 6º da Lei nº 6.024/1974.

42 Art. 7º da Lei nº 6.024/1974.

43 Art. 15 da Lei nº 6.024/1974.

44 Art. 18 da Lei nº 6.024/1974.

45 Art. 19 da Lei nº 6.024/1974.

46 Art. 1º do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

conta de reservas bancárias mantida pelo BACEN; (iv) a gestão temerária ou fraudulenta de seus administradores; ou (iv) a ocorrência de situações que evidenciem anormalidades que indiquem a intervenção do Banco. A administração especial temporária[47] deverá ser executada por um conselho diretor nomeado pelo BACEN.

Decretado o RAET, o BACEN fica autorizado[48] a utilizar recursos da Reserva Monetária, visando o saneamento econômico-financeiro da instituição. Ademais, o RAET cessará[49] (i) se a União, representada pelo BACEN assumir o controle acionário da instituição; (ii) nos casos de transformação, fusão, cisão ou de transferência do controle acionário da instituição; (iii) quando a situação da instituição for normalizada; ou (iv) pela decretação da liquidação extrajudicial da instituição. Destaca-se que os ex-administradores e as pessoas naturais ou jurídicas que tenham vínculo de controle respondem solidariamente pelas obrigações assumidas pela instituição, independentemente de apuração de dolo ou culpa[50].

Por fim, a Lei nº 9.447/1997 dispõe sobre a responsabilidade solidária de controladores de instituições submetidas aos regimes de que tratam a Lei nº 6.024/1974 (intervenção do BACEN e liquidação extrajudicial) e o Decreto-Lei nº 2.321/1987 (Regime de Administração Especial Temporária). Além disso, a lei discorre sobre a indisponibilidade dos bens dos controladores destas instituições e a privatização de instituições cujas ações sejam desapropriadas, na forma do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

Observa-se que a responsabilidade solidária dos controladores de instituições financeiras aplica-se, também, nas intervenções do BACEN e em liquidações extrajudi-ciais[51]. Porém, não estão sujeitos à indisponibilidade os bens considerados inalienáveis ou impenhoráveis, conforme a legislação vigente, e a indisponibilidade não impede a alienação de controle, cisão, fusão ou incorporação da instituição submetida aos regimes de intervenção, liquidação extrajudicial ou administração especial temporária[52]. Destaca-se que a alienação do controle das instituições financeiras cujas ações foram desapropriadas pela União será realizada por meio de oferta pública[53].

47 Art. 3º do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

48 Art. 9º do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

49 Art. 14 do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

50 Art. 15 do Decreto-Lei nº 2.321/1987.

51 Art. 1º da Lei nº 9.447/1997.

52 Art. 2º, §§ 2º e 3º da Lei nº 9.447/1997.

53 Art. 10 da Lei nº 9.447/1997.

3. PROPOSTA PARA MODERNIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A proposta apresentada neste Livro teve, como ponto de partida, o modelo adotado na infraestrutura dos mercados financeiros, tendo em vista que a análise do mercado de energia do SEB mostrou que os problemas financeiros nele encontrados guardam semelhanças com as dificuldades pelas quais passou, historicamente, a evolução dos sistemas financeiros no mundo capitalista, inclusive, no Brasil. A questão consiste em implementar um modelo de proteção para o mercado de energia que traga segurança financeira a suas operações, que seja plástico o suficiente para se adaptar às características atuais e de evolução do SEB e que possua um custo suportável pelos agentes de mercado.

Neste contexto, o Capítulo 4 apontou que a solução ideal de longo prazo para incorporar maior robustez financeira no mercado de energia é a adoção de um ambiente multilateral de bolsa, com uma *clearing house* para as operações no mercado, bem como de uma supervisão financeira para monitoramento das posições bilaterais dos agentes, nos moldes da praticada nos mercados financeiros. Deste modo, o modelo proposto prevê dois tipos de mercado: um de derivativos e outro de energia. A seguir, passa-se a descrever as características destes mercados.

3.1. MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

Os negócios do Mercado de Derivativos Financeiros de Energia têm a *commodity* energia elétrica como ativo subjacente. O seu objetivo é proporcionar um ambiente que permita aos agentes a busca de *hedge* financeiro para proteção de suas posições vendedoras ou compradoras, reduzindo o risco da volatilidade do PLD. Este mercado é, também, um ambiente de investimentos e oportunidades para alavancagem em seus negócios.

Observa-se que os derivativos do SEB deverão cumprir a função de estabilização de preços, principalmente nos contratos a termo, os quais permitirão a formação do preço futuro da *commodity* energia elétrica. Todos os derivativos financeiros negociados serão obrigatoriamente liquidados em moeda, ou seja, serão liquidados exclusivamente por diferença e em bases financeiras. Neste sentido, não serão admitidas operações que prevejam a possibilidade liquidação com entrega de energia ou qualquer outra mercadoria.

As operações do MDF podem ser realizadas em mercado de balcão ou em ambiente de bolsa e todos os negócios devem ser registrados imediatamente após serem acordados, em um ambiente homologado e fiscalizado pelo BACEN e pela CVM. Destaca-se que o registro imediato dos contratos possibilita o controle do nível de exposição de cada participante do mercado, sendo um importante atributo de transparência.

3.1.1. Contraparte Central

A Contraparte Central (CCP) do MDF será uma bolsa de valores[54]. Esta CCP será uma bolsa de compensação e de liquidação, enquadrada no art. 2º da Resolução CMN nº 2.882/2001[55], e estará sujeita à regulação do BACEN e da CVM. Para atuar como CCP, esta entidade deverá administrar um sistema robusto de gestão de riscos, com a cobrança de margens e garantias de seus participantes, as quais estarão disponíveis para cobrir eventuais inadimplências. A câmara de compensação e liquidação autorizada pelo BACEN e pela CVM para atuar como CCP também será responsável por definir o tipo de serviço que prestará e em quais casos garantias iniciais e margens diárias serão exigidas.

3.1.2. Produtos

Os produtos do MDE poderão ser todos os tipos de derivativos, tais como contratos *swap*, contratos a termo, contratos futuros ou contratos de opções. Contudo, os contratos deverão ser padronizados e registrados, em um ambiente homologado e fiscalizado pelos reguladores financeiros imediatamente após serem firmados, conforme mencionado.

Os negócios bilaterais no mercado de balcão também deverão ser registrados imediatamente após a sua celebração e serão liquidados no ambiente no qual estiverem registrados.

3.1.3. Participantes

O MDE estará aberto a todos os agentes que atenderem às condições previstas na regulamentação do setor financeiro. Os investidores institucionais podem ser tesourarias de bancos, fundos mútuos de investimentos, fundo de pensão, seguradoras, etc. Outros investidores importantes seriam os agentes participantes do Mer-

54 Poderão funcionar mais de uma bolsa de valores de derivativos financeiros de energia, porém todas que quiserem operar com esta *commodity* deverão cumprir as exigências normativas aqui descritas.

55 O art. 2º da Resolução CMN nº 2.882/2001 define câmara de compensação e liquidação como a pessoa jurídica que tenha como atividade principal os serviços de compensação e liquidação que envolvam pelo menos três participantes diretos.

cado de Energia. A participação dos agentes, incluindo regra para entrada, saída, estruturas mínimas de governança, limites de alavancagem, entre outras, é definida por auto regulação, coordenada pelo administrador autorizado pelo BACEN e pela CVM[56]. A este administrador cabe também supervisionar, inclusive *in loco*, se os participantes estão respeitando o que prevê seus regulamentos operacionais e de ética.

3.1.4. Liquidação

A liquidação no MDE seguirá os procedimentos já existentes na regulação financeira, sem a necessidade de alteração da estrutura vigente, e será realizada pela CCP, a qual figurará como compradora de todas as vendas e vendedora de todas as compras, sendo a responsável final por todas as obrigações multilaterais. Para garantir suporte financeiro às liquidações deste mercado, esta bolsa de derivativos exigirá dos participantes garantias financeiras iniciais, margens diárias, margens adicionais, entre outros mecanismos de garantia. O administrador irá definir os limites operacionais, túneis de negociação, regras de *stop loss*, regras de segurança da informação, regras de contingência, entre outras.

Conforme mencionado, todos os derivativos serão liquidados em moeda corrente nacional (reais), por diferença financeira. Será possível vender ou comprar derivativos de energia a termo, ou seja, com obrigações a serem atendidas no futuro. Na data de liquidação destes contratos, a CCP apura a exposição líquida de cada agente e se responsabiliza pela gestão dos fluxos de pagamentos e recebimentos.

3.2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No Mercado de Energia Elétrica, será comercializada a compra e venda da energia elétrica, a ser gerada e consumida no SEB. Esta comercialização ocorrerá através dos Saldos de Energia, explicados mais à frente, cujos contratos deverão ser registrados imediatamente após a celebração. Ao contrário do MDE, a liquidação dos contratos neste mercado envolverá a entrega física da *commodity*, contra um pagamento em dinheiro realizado até o dia anterior ao consumo efetivo da energia elétrica negociada.

3.2.1. Contraparte Central

Para exercer o papel de contraparte central do MEE, recomenda-se a criação da Bolsa de Energia Elétrica, a qual será uma câmara de compensação e de liquidação,

56 A entidade administradora do mercado fixa, por auto regulação, regras mínimas para que um participante ingresse nesses ambientes. Entretanto, o BACEN e a CVM definem requisitos mínimos para que um participante possa se constituir (por exemplo, um banco, uma corretora, uma distribuidora ou um fundo de investimento).

enquadrada no art. 2º da Resolução CMN nº 2.882/2001[57], e estará sujeita à regulação do BACEN e da CVM. Como prestadora de serviços para o mercado de energia do SEB, a BEE atenderá, no que for pertinente a sua prestação de serviços, às orientações da ANEEL e cumprirá, no que a afetar, os normativos da Agência referentes às obrigações dos participantes do mercado.

As operações e a atuação dos administradores do MEE obedecerão, dentre outros normativos, as regras de sigilo da Lei Complementar nº 105/2001 e estarão sujeitos às regras e à fiscalização da CVM e do BANCEN. Os participantes, por sua vez, estarão sujeitos à normatização do SEB e à fiscalização e intervenção da ANEEL, a qual disciplinará sobre a publicidade das informações de mercado.

3.2.2. Produto

O produto negociado no MEE será o Saldo de Energia, o qual corresponderá à capacidade instalada homologada de plantas geradoras que já se encontrem em operação comercial. Antes da licença de instalação e a confirmação do ONS de que a usina está apta a operar no SEB, o Saldo de Energia não poderá ser certificado e, portanto, não estará apto para ser negociado no mercado. Os SE consistem em blocos de energia (em MWh) correspondentes à capacidade efetiva de geração de uma usina, certificada por entidade autorizada para esta função, desde a entrada em operação comercial da planta geradora, até o encerramento de suas atividades.

A soma de todos SE aptos a serem negociados, em um determinado momento, será função da capacidade total de geração instalada e operando comercialmente no SEB, tornando o sistema seguro contra a venda de energia a descoberto.

Destaca-se que os Saldos de Energia são escriturais e não constituem valores mobiliários[58], pois não se enquadram em nenhum dos nove incisos do art. 2º na Lei nº 6.385/1976, que define o que são valores mobiliários.

Os SE são negociáveis, portanto, após a sua origem pelos geradores, podem trocar de titularidade em operações de mercado secundárias, ou seja, envolvendo

57 O art. 2º da Resolução CMN nº 2.882/2001 define câmara de compensação e liquidação como a pessoa jurídica que tenha como atividade principal os serviços de compensação e liquidação que envolvam pelo menos três participantes diretos.

58 Art. 2º da Lei nº 6.385/1976: "*São valores mobiliários sujeitos ao regime desta Lei: I – as ações, debêntures e bônus de subscrição; II - os cupons, direitos, recibos de subscrição e certificados de desdobramento relativos aos valores mobiliários referidos no inciso II; III - os certificados de depósito de valores mobiliários; IV - as cédulas de debêntures; V - as cotas de fundos de investimento em valores mobiliários ou de clubes de investimento em quaisquer ativos; VI - as notas comerciais; VII - os contratos futuros, de opções e outros derivativos, cujos ativos subjacentes sejam valores mobiliários; VIII - outros contratos derivativos, independentemente dos ativos subjacentes; e IX - quando ofertados publicamente, quaisquer outros títulos ou contratos de investimento coletivo, que gerem direito de participação, de parceria ou de remuneração, inclusive resultante de prestação de serviços, cujos rendimentos advêm do esforço do empreendedor ou de terceiros.*"

agentes que não os originaram. Estas negociações podem ter como objeto a totalidade ou parcelas do SE original.

3.2.3. Participantes

Os participantes do MEE serão os atuais agentes de mercado associados à CCEE: (i) concessionárias do serviço público de geração de energia elétrica; (ii) produtores independentes de energia elétrica; (iii) autoprodutores de energia elétrica; (ii) concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica; (iv) importadores e exportadores de energia elétrica; (v) comercializadoras; (vi) consumidores livres; e (vii) consumidores especiais.

3.2.4. Ambientes do Mercado de Energia Elétrica

O MEE funcionará através de quatro ambientes de mercado: (i) Registro; (ii) Negociação; (iii) Liquidação; e (iv) Ajustamento.

3.2.4.1. Ambiente de Registro

Os Saldos de Energia só poderão ser registrados no Ambiente de Registro (AR) após a planta geradora ter efetivamente entrado em operação comercial, autorizada pelo ONS, e a sua capacidade ter sido certificada por entidade competente. O SE total de uma central geradora pode ser divido em partes para a venda, por decisão do titular de seu domínio. Após certificado, o SE passará, mediante registro, à custódia[59] do AR, que manterá, entre outras funções, dois tipos de cadastros: (i) Cadastro de SE, no qual registrará o histórico de ocorrências de cada SE sob sua custódia; (ii) Cadastro de Titulares de SE, no qual serão registrados todos os titulares de SE, em contas individuais de custódia, e possuirão os respectivos SE que se encontram sob a propriedade de cada agente.

Destaca-se que os ambientes eletrônicos de registro em operação no AR serão periodicamente submetidos à auditoria independente.

3.2.4.2. Ambiente de Negociação

Após constituído e registrado, o SE passará a ser objeto de negociação, em seu todo ou fracionado ao arbítrio de seu titular, no Ambiente de Negociação (AN), somente entre os participantes do MEE. A compra e venda de SE ocorrerá através de contratos, firmados até o dia anterior ao consumo da energia, que deverão ser vali-

59 Este histórico deverá conter todas as alterações de propriedade do SE desde a constituição do título, incluindo as transações secundárias que venha a ser objeto.

dados no Sistema de Negociação do AN, ambiente eletrônico administrado e mantido pelo administrador do mercado. Os contratos devem ser registrados no ato de sua celebração, de modo que o administrador do sistema e os reguladores tenham informações acerca do nível de exposição de cada agente.

Neste ambiente, os vendedores emitirão ordens de venda e os compradores emitirão ordens de compra. O registro da negociação só se efetivará após o administrador do Sistema de Negociação verificar, no AR, se o vendedor é realmente o proprietário do SE que se propõe a vender e que o comprador possui limite operacional de garantias suficiente para garantir a liquidação de sua compra. Conforme mencionado, as negociações devem ser registradas imediatamente após à celebração dos contratos e a sua comunicação ao AR ocorrerá automaticamente, de modo a atualizar o Cadastro dos SE e o Cadastro de Titulares de SE.

Como a venda no MEE só será possível pelo participante titular do domínio do SE, não há risco de inadimplemento na entrega do produto vendido no AN. Já o risco de entrega da energia contabilizada no Ambiente de Ajustamento (AA) será tratado na Subseção 3.2.4.4.

No AN, o risco de inadimplência, portanto, concentra-se no comprador e é este risco que será analisado a seguir. Como foi explicitado, há a obrigatoriedade de registro de todas as transações no momento de sua celebração. Deste fato, há algumas decorrências. Nas negociações à vista, a tradição e o pagamento devem ser mútuos[60] e, assim, com o seu registro, a negociação se torna irreversível e incondicionada. Deste modo, nas transações à vista, após o seu registro, não há garantias a exigir.

Nas transações a termo, ou naquelas de renovação periódica (hora a hora, dia a dia, mês a mês etc.), a BBE deve fixar, segundo seus critérios técnicos, o aporte inicial de garantias para os agentes participantes compradores. Além disso, constatando que a comprador não dispõe de limite operacional para a compra, o Sistema de Negociação administrado pelo AN impedirá o registro até que este limite seja completado através de aporte de garantias adicionais. Assim, quando o agente comprador dispor novamente do limite operacional, o Sistema de Negociação do AN permitirá o registro do negócio para a liquidação.

O vendedor, em sua análise de risco, poderá dispensar o comprador de aportar garantias na BEE. Neste caso, assume para si o risco e arcará com eventual inadimplência. Destaca-se que o ato de não registrar uma negociação no momento de sua celebração deverá ser tratado como falta grave na avaliação ética, regulamentar e, eventualmente, penal dos agentes.

60 Art. 3º da Resolução CMN nº 2.882/2001.

Os ambientes eletrônicos do Sistema de Negociação em operação no AN também deverão ser periodicamente submetidos à auditoria independente.

3.2.4.3. Ambiente de Liquidação

As negociações de SE para geração/consumo no dia seguinte deverão ser registradas até o horário de fechamento de cada dia. Após o fechamento do mercado do dia, estas negociações serão apuradas e, no dia seguinte, estarão disponíveis para liquidação, que poderá ser diária ou em períodos estabelecidos pela BBE, em seu estatuto ou regimento. Esta liquidação será procedida no Ambiente de Liquidação (ACliq) após a compensação multilateral de posições credoras e devedoras, com a cobrança dos saldos líquidos devedores e o pagamento dos saldos líquidos credores de cada agente participante da BEE. O inadimplemento acionará os dispositivos previstos na cascata de garantias e, sendo estes insuficientes, a BEE ocupará a posição devedora do agente inadimplente.

O agente inadimplente será excluído do mercado e proibido de operar[61], e suas posições serão cobertas pela BEE, de maneira a eliminar, na liquidação, a possibilidade de *default*. Consequentemente, a posição deste participante será suspensa e os colaterais já depositados para registro das operações a prazo serão utilizados para cobrir eventuais perdas. Neste sentido, cabe ao administrador da BEE definir os limites operacionais, túneis de negociação, *stop loss*, etc.

Observa-se que, como o sistema de compensação proposto terá a duração de 24 horas, o volume das garantias solicitadas aos agentes compradores, que ainda não tenham realizado o pagamento dos SE comprados até a data de encerramento das negociações para geração/consumo no dia seguinte, tende a ser relativamente pequeno.

Os ambientes eletrônicos do Sistema de Negociação em operação no ACliq também deverão ser, periodicamente, submetidos à auditoria independente.

3.2.4.4. Ambiente de Ajustamento

As razões expostas na Subseção 1.10.6 explicam a ocorrência de diferenças entre os montantes de energia elétrica contratualmente vendidos e aqueles efetivamente gerados. Ou, na outra ponta, justificam as diferenças entre as quantidades de energia elétrica contratualmente compradas e aquelas de fato consumidas. Porém, estes valores somente podem ser aferidos após a medição da geração e do consumo. Estas diferenças serão devidamente contabilizadas no Ambien-

61 Observado o tratamento para os Agentes Sistematicamente Importantes, apresentado na Subseção 3.3.

te de Ajustamento e precificadas por um preço de diferenças, o qual pode ser o PLD, explicado na Subseção 3.10.7, ou formado em um leilão do dia seguinte[62].

Na ponta da geração, estas diferenças podem decorrer de fatores gerenciáveis pelo proprietário da usina, como, por exemplo, indisponibilidades operacionais ou de manutenção de usinas de geração, erro em previsão de disponibilidade ou de compra de combustível, etc. Contudo, as discrepâncias podem, também, assumir um caráter não gerenciável, por decorrerem de decisões operativas do ONS, na rotina de sua operação, ou por decisões de órgãos de gestão governamental, através de medidas preventivas para evitar riscos de desabastecimento de energia elétrica para o país.

Na ponta da demanda, em geral, os riscos das diferenças entre energia contratada e consumida serão gerenciáveis, especialmente das operações que, hoje, ocorrem no ACL. Porém, existem contratos de compra de energia e decisões regulamentares que imputam compulsoriamente, às distribuidoras, a assunção de riscos hidrológicos[63] e, por isso, devem ser considerados não gerenciáveis.

Visando diminuir a quantidade de diferenças a serem liquidadas, mecanismos de incentivo à redução dos montantes ajustados devem ser adotados. Neste sentido, propõem-se que os custos do sistema[64] sejam arcados pelos agentes que figurarem no AA em decorrência de exposições gerenciáveis negativas ou positivas.

As exposições não gerenciáveis e as indenizações por *constrained off* de geração, por sua vez, seriam cobertas pelo Fundo Garantidor do Setor Elétrico, tratado na Subseção 3.4, abaixo.

Os valores apurados e contabilizados no AA, após auditados, serão lançados no AN para aporte de garantias e inseridos no ciclo de liquidação corrente. O inadimplemento no aporte de garantias para a liquidação seguinte implicará a exclusão imediata do agente do mercado[65].

Destaca-se que o não aporte de garantias, conforme mencionado, deflagrará os mecanismos de desligamento automático do agente do MEE, exceto daqueles considerados Agentes Sistemicamente Importantes, para os quais será acionado o Regime de Administração Especial Temporária[66]. Neste caso, os valores não aportados e inadimplidos pelo ASI serão cobertos pelo FGSE.

62 Neste trabalho, adota-se a premissa de que o PLD continuará sendo apurado nos moldes atuais. Não obstante, o modelo proposto pode se adaptar ao preço por oferta, com pequenos ajustes.

63 Os limites para estes riscos serão analisados, mais detalhadamente, nas Subseções 4.3 e 5.

64 Estes custos não incluiriam situações de despacho *constrained off* de geração.

65 Observado o tratamento para os Agentes Sistematicamente Importantes, apresentado na Subseção 3.3.

66 O RAET e os ASI serão tratados na Subseção 3.3.

Os ambientes eletrônicos do Sistema de Negociação em operação no AA também deverão ser, periodicamente, submetidos à auditoria independente.

3.2.4.5. Adesão, saída voluntária e desligamento do agente

A adesão dos agentes ao MEE continuará cumprindo os ritos procedimentais já vigentes para a adesão à CCEE, descritos na Subseção 1.8, sendo um pré-requisito para comercializar energia neste mercado. Os agentes de geração somente poderão operar no MEE quando em operação comercial e obtiverem os seus Saldos de Energia certificados. A saída voluntária dos agentes também deverá seguir os procedimentos adotados, hoje, no âmbito da CCEE.

Exceto para os ASI, o não aporte de garantias implicará no desligamento compulsório e imediato dos agentes do Mercado de Energia Elétrica. O seu desligamento da CCEE e cancelamento da outorga de sua concessão, permissão ou autorização seguirão os ritos legais e regulamentares vigentes.

3.3. REGIME DE ADMINISTRAÇÃO ESPECIAL TEMPORÁRIA

Como a prestação dos serviços públicos de energia elétrica é necessária, essencial e estratégica ao país, sua continuidade deve ser preservada e protegida. Assim, os participantes considerados Agentes Sistematicamente Importantes, mesmo inadimplentes, devem continuar operando no MEE. Neste sentido, concessionárias e permissionárias de serviços públicos poderão ser classificados como ASI, assim como outros agentes com base em critérios a serem fixados na regulação (valor estratégico da continuidade de prestação de serviço, porte patrimonial e financeiro, arranjo societário, etc.). Em qualquer caso, porém, a classificação de um agente como ASI deve decorrer de avaliação comercial e estratégica realizada pela ANEEL, que considerará as informações do administrador do FGSE.

Ocorrendo a inadimplência do ASI no âmbito do MEE e considerando que o mesmo não pode ser desligado no mercado, a BEE deverá informar imediatamente à ANEEL, para que a Agência realize a intervenção no agente, que passará a operar em Regime de Administração Especial Temporária, e ao FGSE, que assumirá as obrigações financeiras deste participante.

Consequentemente, a ANEEL deverá iniciar processo de intervenção no ASI, seguindo ritos e procedimentos similares aos prescritos na Lei nº 6.024/1974, em especial, no que diz respeito à indisponibilidade de bens e à solidariedade dos controladores, administradores, conselheiros fiscais e consultivos e auditores independentes, pelos atos praticados que contribuíram para a inadimplência do agente. O

FGSE oferecerá suporte financeiro ao ASI durante o período de intervenção realizada pela ANEEL, inclusive honrando os débitos do agente perante o MEE.

3.4. FUNDO GARANTIDOR DO SETOR ELÉTRICO

O Fundo Garantidor do Setor Elétrico possuirá a finalidade de dar suporte financeiro à continuidade da prestação dos serviços públicos de energia elétrica no país. Todavia, para que possa cumprir esta finalidade, o seu limite de cobertura deve se restringir às operações do mercado em sua rotina. Situações de crises de abastecimento e de decretação de racionamento não serão objetos de cobertura do FGSE, pois, em caso contrário, ele necessitaria arrecadar valores insuportáveis aos agentes de mercado, o que está se pretendendo evitar. Situações excepcionais requerem medidas excepcionais e transitórias para seu enfrentamento e superação. O presente estudo não trata delas. Neste sentido, por exemplo, os riscos hidrológicos não gerenciáveis assumidos atualmente pelas distribuidoras devem possuir um limite de cobertura pelo FGSE.

O FGSE deverá ser constituído e organizado tendo como paradigma o Fundo Garantidor de Crédito, observada a Resolução CMN nº 2.197/1995. A criação e a previsão das responsabilidades financeiras de atuação exclusiva do FGSE no setor elétrico devem estar previstas em lei.

O Fundo deve ser constituído como uma pessoa jurídica de direito privado e possuir receita e patrimônio próprios, os quais pertencerão aos seus associados, os agentes do MEE discriminados na Subseção 3.2.3. Do mesmo modo, o seu conselho de administração deverá ser composto de membros indicados, exclusivamente, por estes agentes.

A administração do FGSE deverá ser exercida por uma instituição financeira de primeira linha, a qual deverá garantir o volume de ativos líquidos inicial ao Fundo, até que o acúmulo de suas receitas seja capaz de atingir o valor mínimo necessário ao exercício de suas funções. A instituição gestora do FGSE terá, também, a função de realizar o acompanhamento financeiro de todas as empresas do setor consideradas relevantes, de modo a manter a ANEEL permanentemente atualizada sobre a saúde financeira destas companhias.

Neste sentido, a receita do Fundo deverá advir da cobrança compulsória de um percentual aplicado sobre o valor de todas as transações realizadas no Mercado de Energia, assim como da aplicação de multas no SEB e outras receitas previstas em lei, regulamento, estatuto ou regimento. Ademais, o seu patrimônio deverá ser aplicado, de forma a se obter ganhos financeiros.

O FGSE possuirá três funções: (i) atuar, de forma independente, como contraparte financeira da ANEEL em hipóteses de intervenção a ASI, durante períodos de

RAET; (ii) ser um mecanismo complementar à atuação do ONS, aportando recursos financeiros nos casos de exposições não gerenciáveis, tratadas na Subseção 3.2.4.4; e (iii) ser um mecanismo de recursos financeiros para o Comercializador de Última Instância, analisados na Subseção 4.4.

Destaca-se que os recursos aportados pelo FGSE, no exercício das funções (i) e (iii), tanto para cobrir as garantias quanto no momento da liquidação, deverão ser ressarcidos ao Fundo e não integrarão a massa de créditos, caso o agente participante do mercado inicie um processo de liquidação.

No que diz respeito à função (ii), têm-se a hipótese de que quando a ordem dos despachos do ONS resultar em discrepâncias entre a efetiva geração e o Saldo de Energia originado por uma geradora, os valores destas diferenças serão arcados pelo FGSE. Ademais, o FGSE será responsável pelos lucros cessantes da geradora original e eventuais diferenças a menor serão revertidas em favor do Fundo.

O estatuto e o regimento do FGSE deverão tratar, dentre outras questões, sobre: (i) situações capazes de acionar o mecanismo de proteção; (ii) agentes de mercado credores que terão seus créditos protegidos; (iii) créditos que serão protegidos e respectivos limites; (iv) política de aplicação dos recursos financeiros da entidade, inclusive critérios de composição e diversificação de riscos; (v) critérios atuariais técnicos para cálculo e isenção da taxa de serviço e outros recursos; (vi) forma e época de pagamento dos créditos protegidos; (vii) limites de responsabilidade do FGSE em relação ao seu patrimônio; (viii) órgão administrador do Fundo; e (ix) forma de fiscalização da aplicação dos recursos, mediante exame de auditor externo independente.

4. QUESTÕES LEGAIS E REGULAMENTARES PARA A IMPLANTAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

Os impactos legais e regulatórios foram analisados no decorrer do presente Capítulo, não obstante, para a conclusão do trabalho, algumas questões ainda merecem um melhor tratamento.

4.1. ATUAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, DO BANCO CENTRAL E DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIO NO MERCADO DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo ora proposto sugere um controle mais rigoroso das câmaras de compensação e liquidação e dos agentes de mercado do SEB e insere a atuação do BACEN e da CVM também como reguladores e fiscalizadores no setor[67]. As esferas de atuação destas instituições devem ficar claramente definidas nos normativos legais, para que os agentes não tenham dúvidas sobre as competências de cada uma.

A premissa fundamental para se definir a competência destas instituições é que as questões de segurança financeira dos mercados e de supervisão financeira dos agentes participantes devem seguir as orientações do BACEN e da CVM. Para as demais atribuições de mercado e comercialização de energia elétrica, a ANEEL continuaria com plena competência de atribuições previstas na legislação.

Assim, no Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, os participantes deverão cumprir os normativos do BACEN e da CVM, pois não há operações contemplando Saldos de Energia e tão pouco é permitida a entrega de energia em substituição aos valores monetários.

Cabe ainda ressaltar que o MDE será aberto a todos os agentes que comprovarem condições financeiras, não sendo, portanto, exclusivo para os agentes do SEB. Ademais, várias bolsas poderão explorar este mercado.

No MEE, a Bolsa de Energia Elétrica cumprirá as normatizações do BACEN e da CVM, enquanto que os agentes participantes continuam a seguir as normas da ANEEL e do setor elétrico. A intervenção, quando necessária, será realizada pela ANEEL e o RAET deve ser detalhado em ato normativo emitido pela Agência.

A BEE será única e terá como finalidade exclusiva atender o MEE, por isso deve ser criada por lei, como os demais órgãos do setor[68].

4.1.1. Impactos legais e regulatórios

Visando a segurança e a supervisão financeira do SEB, deve-se observar a Resolução CMN nº 2.882/2001, que dispõe sobre o sistema de pagamentos e as câmaras e os prestadores de serviços de compensação e de liquidação que o integram.

Por sua vez, para a constituição e o funcionamento das bolsas no MDE e da Bolsa de Energia Elétrica do MEE, destacam-se:

67 Alternativamente, por lei, poderão ser acrescidas novas atribuições à ANEEL que contemplem as atividades exercidas pelo BACEN e pela CVM, direcionadas, exclusivamente, aos mercados do SEB. Nesta hipótese, contudo, seria recriado um modelo que já existe e funciona de forma satisfatória e adequada, com uma longa curva de aprendizado. A eficácia desta alternativa deve ser avaliada para sua adoção.

68 Os Ambientes de Registro e de Ajustamento poderão ser operados por outras entidades que também deverão ser exclusivas, de forma que o ciclo completo de operações do MEE seja único.

i) Lei nº 10.214/2001, que dispõe sobre a atuação das câmaras e dos prestadores de serviços de compensação e de liquidação, no âmbito do sistema de pagamentos, e dá outras providências;

ii) Circular BACEN nº 3.057/2001, que aprova regulamento que disciplina o funcionamento dos sistemas operados pelas câmaras e pelos prestadores de serviços de compensação e de liquidação que integram o sistema de pagamentos; e

iii) Instrução CVM nº 461/2007, que disciplina os mercados regulamentados de valores mobiliários e dispõe sobre a constituição, organização, funcionamento e extinção das bolsas de valores, bolsas de mercadorias e futuros e mercados de balcão organizado.

Para regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, destaca-se a Lei nº 9.427/1996, que institui a ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos e dá outras providências. As atribuições da ANEEL, previstas no art. 3º desta Lei, permaneceriam intactas, porém o seu inciso XIV[69] mereceria ser reestudado para se adaptar à autorregulação das bolsas (de derivativos de energia e da BEE) no modelo proposto.

A intervenção da ANEEL nos ASI e o RAET devem ser regulados por normativos da própria Agência, cujas referências são, dentre outras, os seguintes normativos do SEB[70]:

i) Lei nº 6.024/1974, que dispõe sobre a intervenção e a liquidação extrajudicial de instituições financeiras, e dá outras providências;

ii) Decreto-Lei nº 2.321/1987, que institui, em defesa das finanças públicas, o regime de administração especial temporária, nas instituições financeiras privadas e públicas não federais, e dá outras providências; e

iii) Lei nº 9.447/1997, que dispõe sobre a responsabilidade solidária de controladores de instituições submetidas aos regimes de que tratam a Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974, e o Decreto-Lei nº 2.321, de 25 de fevereiro de 1987.

69 Art. 3º, XIV da Lei nº 9.427/1996: "*aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre*".

70 Alternativamente, estes normativos poderão ser ajustados de modo a incluir a competência da ANEEL para ser interventor de ASI no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro.

4.2. SALDOS DE ENERGIA

Os Saldos de Energia devem ter sua definição fixada em normativo da ANEEL. Assim, sugere-se:

"Saldos de Energia (SE) são blocos de energia elétrica gerados em uma determinada unidade de tempo, negociáveis no Mercado de Energia Elétrica (MEE) e que correspondem à capacidade de geração comercial certificada de uma usina geradora. A sua certificação deve ser realizada por uma entidade autorizada para esta função e o SE somente poderá ser registrado, para fins de comercialização, após a entrada em operação comercial da usina, mediante a autorização do ONS, e até o seu descomissionamento. Os SE podem ser objeto de comercializações, inclusive secundárias, em seu todo ou em partes."

4.2.1. Impactos legais e regulatórios

A definição e a finalidade da garantia física e do lastro para venda previstos no art. 2º do Decreto nº 5.163/2004 deverão ser revistos para se adaptarem ao conceito de Saldo de Energia, único produto a ser negociado no MEE proposto. Em consequência, toda a regulamentação do MME, da ANEEL, da EPE, da CCEE, do ONS, ou seja, do setor elétrico, com referência à garantia física ou ao lastro para venda deverá ser adequada.

4.3. CONTRATOS DO AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO REGULADA NA BOLSA DE ENERGIA ELÉTRICA

Os CCEARs e demais contratos celebrados pelas distribuidoras no ACR deverão ser registrados na BEE como vendas a termo, em que o vendedor dispensa o aporte de garantias, uma vez que estes contratos já possuem previsão referente às garantias oferecidas pelo comprador ao vendedor. Tratam-se de negócios bilaterais, nos quais a BEE não deve intervir como CCP em caso de inadimplência.

Destaca-se que as controvérsias jurídicas ou decisões regulamentares do MME ou da ANEEL sobre estes contratos não devem adentrar ao âmbito da BEE, considerando que esta não será concebida para suportar tais riscos. Ademais, somente poderão ser registrados na BEE os CCEARs cujas usinas já se encontrarem em operação comercial e com seus Saldos de Energia certificados, de acordo com a definição proposta na subseção anterior. Antes da entrada em operação comercial da usina, os CCEARs permanecem estranhos à BEE, ou seja, não poderão participar do MEE.

4.3.1. Impactos legais e regulatórios

Deverão ser observados, dentre outros, os seguintes normativos:

i) Lei nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, em especial o art. 2º que trata da contratação regulada; e

ii) Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e dá outras providências, em especial a Seção IV, constituída pelos arts. 27 a 33.

4.4. COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMA INSTÂNCIA

Os agentes que não forem considerados ASI, uma vez desligados do MEE e que, por razões operacionais, regulamentares ou decorrente de pendências judiciais, continuarem produzindo ou consumindo energia, deverão passar para a administração do Comercializador de Última Instância da área de concessão da distribuidora local[71].

Este comercializador será regulado, com receitas definidas e fiscalizadas pela ANEEL, e o FGSE poderá aportar recursos financeiros para honrar seus débitos junto à BEE em situações previstas por normativo específico da Agência. As receitas oriundas da geração das usinas excluídas poderão ser utilizadas para o pagamento destes débitos perante à BEE, assim como quaisquer outras receitas que possam ser geradas por estes agentes excluídos do MEE.

4.4.1. Impactos legais e regulatórios

O COMUI deverá ter sua previsão, regulação e fiscalização previstos em normativo da ANEEL. Recomenda-se um normativo específico à sua regulação, observando, em seu conteúdo, implicações relativas a outros normativos que lhe possam ser correlatos, tais como a migração para ou do mercado livre, o procedimento para o corte físico de fornecimento de energia elétrica, o desligamento da CCEE, o destino da geração de uma usina que perdeu a outorga ou que se encontra em processo de cassação da outorga, etc.

4.5. FUNDO GARANTIDOR DO SETOR ELÉTRICO E SEUS LIMITES DE COBERTURA

Como já foi explicitado na Subseção 3.4 deste Capítulo, o limite de cobertura do FGSE deve corresponder a valores de arrecadação suportáveis pelos agentes do SEB,

71 O Comercializador de Última Instância, alternativamente, poderá ser agregado por grupos econômicos ou ser um único para o país.

pois a razoabilidade de custos para a proteção financeira é um princípio basilar do modelo proposto. Neste sentido, a ANEEL deve considerar o princípio da razoabilidade financeira ao fixar quais custos não gerenciáveis devem ser cobertos pelo FGSE no Ambiente de Ajustamento.

O FGSE deve ser concebido para atuar em operações rotineiras do MEE. Por isso, crises de abastecimento e medidas excepcionais de decretação de racionamento devem possuir regras próprias e não deverão, em hipótese alguma, figurar o rol de cobertura do FGSE.

Ainda dentro desta premissa, a ANEEL também deverá observar o princípio da razoabilidade financeira ao definir quais os riscos hidrológicos impostos às distribuidoras serão cobertos pelo FGSE e quais deverão requerer outras alternativas de ressarcimento, mesmo em regime de hidrologias consideradas normais para operação do sistema.

4.5.1. Impactos legais e regulatórios

O FGSE deve ser instituído através de lei e ser modelado tendo como referência os seguintes normativos do SEB:

i) Resolução CMN nº 2.197/1995, que autoriza a constituição de entidade privada, sem fins lucrativos, destinada a administrar mecanismo de proteção a titulares de créditos contra instituições financeiras; e

ii) Resolução CMN nº 2.211/1995, que aprova o estatuto e o regulamento pertinentes ao Fundo Garantidor de Créditos – FGC.

A lei de instituição do FGSE deverá abordar[72], entre outras disposições, sua constituição, finalidade e funções, enquanto que o regimento deverá tratar, detalhadamente, de sua organização, administração, limites, mecanismos e situações de proteção, entre outras matérias.

4.6. EXPANSÃO DO SISTEMA E CONTRATOS LEGADOS

O modelo proposto é compatível com o atual modelo de expansão baseado em leilões para o ACR. Como foi explicitado na Subseção 4.3 deste Capítulo, os CCEARs decorrentes de leilões somente produzirão efeitos na BEE e farão parte do MEE depois que a geração das usinas vencedoras for certificada como SE e passar a integrar as operações de mercado da Bolsa.

Os CCEARs em vigor deverão ser alterados para ter como objeto os SE em substituição às garantias físicas contratadas mediante licitação. O mais razoável para

72 A Subseção 3.4 explicita a finalidade e as funções do FGSE, bem como a matéria concernente ao seu estatuto e regimento.

esta alteração contratual é que a diferença entre os SE e a respectiva garantia física habilitada no leilão passe a pertencer às distribuidoras, nos CCEARs por disponibilidade, e às próprias geradoras, nos contratos por quantidade. Os riscos hidrológicos, em decorrência, deverão ser assumidos pelos titulares dos SE.

Não obstante, os contratos do ACR devem ser minuciosamente estudados antes que sejam alterados, especialmente no que diz respeito à decisão sobre a propriedade dos SE e à assunção do risco hidrológico.

4.6.1. Impactos legais e regulatórios

O aditivo ao CCEAR deverá ser normatizado pela ANEEL, após minucioso estudo do edital de cada leilão que originou o contrato. Nesta análise, há que se atentar para a legislação e regulamentação que se encontravam vigentes à época do edital e da assinatura do contrato. Nota-se que a adequação do objeto contratual decorrerá da mudança do produto de comercialização no modelo proposto. Dentre outros, destacam-se os seguintes documentos que serão impactados:

i) Lei nº 10.848/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, em especial o art. 2º que trata da contratação regulada;

ii) Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e dá outras providências;

iii) Resolução Normativa ANEEL nº 783/2017, que estabelece os critérios e procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica; e

iv) CCEARs que estejam em vigor.

4.7. REGRAS E PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

As regras e os procedimentos de comercialização podem continuar nos mesmos moldes atuais, aprovados pela ANEEL após audiências públicas. Porém, passarão a ter, como foco principal, o Ambiente de Ajustamento[73] do MEE, pois os demais ambientes serão autorregulados pela BEE, com normatização, supervisão e fiscalização do BACEN e da CVM.

Neste contexto, as regras e os procedimentos para ajustamento merecem uma ampla revisão, visando a sua simplificação. Instrumentos de mitigação de riscos hidrológicos, como o atual MRE, são importantes e devem ser mantidos. Ademais, os resultados financeiros decorrentes do ajustamento, como o *surplus* nos ajustes de

73 O desligamento, a saída voluntária e, subsidiariamente, a adesão dos agentes da CCEE devem continuar sendo objetos de regras e procedimento de comercialização. Vide a Subseção 3.2.4.5.

operações entre submercados, podem ser destinados ao MRE ou ao FGSE, sempre no sentido de mitigar os riscos financeiros.

4.7.1. Impactos legais e regulatórios

As regras de comercialização deverão ser simplificadas para serem adequadas ao modelo proposto. A mudança requer uma análise aprofundada para cada grupo e caderno de regras. Em uma primeira avaliação, a título indicativo, entende-se que, possivelmente, os seguintes grupos de regra necessitarão de adequação: 03- Garantia Física; 04- Mecanismo de Realocação de Energia; 05 – Contratos; 07- Comprometimento de Usinas; 8- Tratamento de Exposições; 10- Consolidação de Resultados; 11- Liquidação; 12- Ajuste de Contabilização e Recontabilização; 13- Penalidades de Energia; 17- Receita de Venda de CCEAR; 21- Alocação de Geração Própria; 22- Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear; 24– Repasse de Risco Hidrológico; e 26- Mecanismo de Venda de Excedentes.

Nos procedimentos de comercialização, também em uma avaliação preliminar, a título meramente indicativo, constata-se a possibilidade de impacto no Módulo 1- Agentes e no Módulo 3- Contratação de Energia.

4.8. EVOLUÇÃO PROGRESSIVA EM DIREÇÃO A UMA INFRAESTRUTURA MAIS SEGURA PARA O MERCADO DE ENERGIA

A infraestrutura de mercado proposta deve, em princípio, ser implementada ao longo de um período dilatado, sendo provável que vários anos transcorram até a sua realização definitiva. Os principais passos constam da figura abaixo e serão desenvolvidos ao longo do texto.

Figura 1: Principais etapas para a implantação de uma nova infraestrutura financeira para o mercado de energia



Fonte: Elaboração própria.

O primeiro passo para se implementar infraestruturas do mercado financeiro no mercado de energia é a criação de um mercado de derivativos, na forma de um mercado de balcão organizado, autorizado pela CVM. Trata-se de algo relativamente simples, pois não altera a atual rotina de comercialização de contratos físicos no setor elétrico e não exige qualquer mudança importante na regulação financeira ou elétrica.

Este passo já está sendo dado, com a obtenção pelo Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) de autorização da CVM, para atuar como administrador de um mercado de balcão organizado de derivativos de energia, e com o início efetivo de suas operações, até o momento, contudo, com baixa liquidez. Entretanto, espera-se que esta iniciativa tenha sucesso e que uma parte crescente das transações, hoje realizadas em contratos físicos, firmados em ambiente de balcão desorganizado e que visam a proteção ou a especulação em relação a variações dos preços de curto prazo de energia, passe a ocorrer através de contratos bilaterais do tipo non deliverable (sem entrega física) em um ambiente de balcão organizado, com supervisão de risco dentro dos parâmetros praticados no mercado financeiro.

O principal atrativo deste ambiente é a maior segurança de transações. O administrador de um mercado precisa conhecer e monitorar os participantes e suas transações, prevenindo que problemas com um agente se propaguem pelo mercado. Um mercado assim estruturado negocia produtos padronizados, que são registrados tão logo negociados e marcados a mercado. O administrador do mercado é, também, o agente de pagamentos, de forma que uma eventual inadimplência é detectada prontamente, permitindo a rápida ação da supervisão financeira.

A alavancagem dos agentes também é medida continuamente, permitindo que um participante que exceda o limite de exposição a risco seja prontamente inabilitado para abrir novas posições e, caso a situação não seja revertida rapidamente, seja retirado do mercado e veja suas posições serem liquidadas a mercado. Assim, evita-se que as contrapartes continuem a arcar com um riso que este participante não é mais capaz de suportar.

O BBCE já atua como operador de uma plataforma de negociação de contratos físicos de energia, com forte atuação de os agentes que fazem trading de posições em prazos relativamente curtos, sobretudo comercializadoras, que se beneficiariam de um ambiente de negociação financeiramente mais seguro. Além disso, o BBCE conta em seu quadro de acionistas com a participação de grande parte das maiores comercializadoras de energia do país, várias delas pertencentes a grupos verticalizados com atuação, inclusive, em geração e distribuição. Estes agentes já operam no ambiente do BBCE e se beneficiarão do sucesso desta empreitada tanto como agentes do mercado como enquanto acionistas da empresa.

A criação de um balcão de derivativos non deliverable em nada altera a necessidade dos agentes de firmarem os contratos físicos de energia com registro na CCEE para lastrear seu consumo e evitarem penalidades. Portanto, o atrativo deste novo ambiente, pelo menos em um primeiro momento, é apenas dar maior segurança para transações que visam *hedge* e especulação com preços de energia, operações típicas de *trading*.

Não obstante, para os participantes do ACL, trata-se de um passo importante, pois passarão a operar com um padrão de supervisão financeira, de requisitos de governança e de gestão de risco, bem como de precificação das garantias, que resultará na criação de um ambiente de negociação com as características de segurança típicas do mercado financeiro.

O segundo passo à adoção das infraestruturas do mercado financeiro pelo mercado de energia é o registro de contratos físicos em um ambiente de balcão organizado. Hoje, os contratos físicos do mercado livre são, via de regra, contratos de gaveta até o seu registro na CCEE, algo que pode ser feito vários dias ou até meses depois da negociação. Neste ambiente, não é possível a supervisão de risco, uma vez que as posições dos agentes e, portanto, sua exposição ao risco não podem ser conhecidas. Esta característica abre espaço para que um participante monte uma posição alavancada em montante superior à sua capacidade financeira, o que, na prática, resulta na transferência para suas contrapartes de um risco que elas têm dificuldade de avaliar.

O registro prévio destes contratos em um ambiente de mercado de balcão organizado, sujeito à regulação financeira, pode mitigar tais riscos. A obrigação de registro de contratos, a supervisão financeira, a exigência de parâmetros mínimos de governança e de gestão de risco e o controle da alavancagem permitida são fortes atrativos para que os contratos do mercado livre sejam registrados em um ambiente sujeito à regulação financeira. Isso pode ser feito espontaneamente pelos agentes do ACL, à medida que este mercado se adapte a negociar em um ambiente com melhor segurança financeira. Há, também, a hipótese de que a regulação induza este movimento, pelo menos nos casos em que contratos típicos do mercado livre sejam firmados com distribuidoras, como ocorre, atualmente, no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

O registro de um contrato em um administrador de um mercado de balcão organizado não substitui as obrigações do agente junto à CCEE, notadamente as obrigações de registro nesta instituição, de depósito de garantias para a liquidação da Câmara e de verificação de lastro. A vantagem do registro prévio é pura e simplesmente dar conforto, aos agentes que passarem a registrar seus contratos neste

ambiente, de que os contratos passam a estar inseridos em um ambiente financeiramente mais sólido.

À medida que o mercado comece a negociar derivativos non deliverable, a migração para o mesmo ambiente do registro dos contratos físicos parece uma evolução natural e pode constituir, para os agentes que adotem esta prática, um selo de qualidade na comercialização de energia. Por outro lado, a regulação elétrica também pode contribuir para esta migração. O candidato mais evidente é o MVE, ambiente regulado através do qual as distribuidoras que tenham mais energia do que necessitam podem vende-la a agentes do mercado livre.

Hoje, este mecanismo funciona de forma tal que as distribuidoras não têm controle de quem será a contraparte compradora, o que as expõe a um risco de crédito que elas são incapazes de gerenciar. Uma evolução natural deste mecanismo é submeter os compradores a uma supervisão financeira estrita, o que pode ser feito com maior facilidade e efetividade através de infraestruturas do mercado financeiro talhadas para resolver problemas análogos.

O registro prévio de contratos no mercado livre é uma evolução da infraestrutura do mercado elétrico, que pode, no limite, colocar as transações deste segmento em um nível de solidez financeira muito superior ao atual. Como este segundo passo tampouco envolve alterações regulatórias importantes, pode ser implementado em prazo relativamente curto, a partir de 2022, por exemplo.

Porém, mesmo que importante, os dois primeiros passos na evolução do mercado de energia para uma infraestrutura financeiramente mais sólida ainda não resolvem de forma abrangente os problemas financeiros diagnosticados na comercialização de energia no ACL.

Notadamente, as transações que ocorrem através da própria CCEE ainda permaneceriam dentro de um ambiente financeiramente frágil, com uma precária apuração da exposição dos agentes prévia à abertura de posições e no qual os depósitos de garantias são posteriores às negociações. O principal componente da contabilização da CCEE é o Mercado de Curto Prazo, no qual são apuradas as diferenças entre a energia contratada pelos agentes e as medições da energia efetivamente produzida ou consumida. Estas diferenças são apuradas hora a hora e são valoradas ao PLD de cada momento.

Este mecanismo é, em seus aspectos mais gerais, comum a todos os mercados de energia, sendo decorrência do fato de a eletricidade não poder ser armazenada, o que faz com que o produto físico, na maior parte das vezes, não possa ser entregue exatamente nos volumes contratados. O problema não está, portanto, no conceito

de um mercado de diferenças, mas sim na infraestrutura deste mercado, que tem se mostrado, ao longo dos últimos anos, financeiramente frágil e vulnerável, inclusive, a questionamentos judiciais.

O aperfeiçoamento da infraestrutura dos pagamentos, que ocorrem hoje através da CCEE, é o terceiro passo na evolução do mercado livre de energia. Ao contrário dos dois passos anteriores, que não apresentam maiores implicações regulatórias e podem ser realizados, em grande medida, por iniciativa dos próprios agentes do mercado livre, o aperfeiçoamento do sistema de pagamentos e garantias da contabilização da CCEE exige mudanças profundas na regulamentação da comercialização de energia, inclusive com alterações legais.

A introdução de uma nova infraestrutura financeira para o mercado físico de energia, que envolve não apenas as diferenças contabilizadas pela CCEE, mas a própria liquidação de obrigações de compra de energia, é uma tarefa que, seguramente, demandará alguns anos entre a elaboração e aprovação de um novo desenho básico e a sua efetiva implantação.

Destaca-se que a adoção de infraestruturas do mercado financeiro para a liquidação dos montantes contabilizados pela CCEE exige alterações importantes na atual forma de funcionamento do mercado de energia. Notadamente, o modelo brasileiro de comercialização, em que os geradores vendem energia em prazos longos, mas não têm controle sobre os montantes a serem efetivamente gerados, induz a um nível estruturalmente elevado de diferenças entre as quantidades contratadas e medidas. Estas diferenças são resolvidas financeiramente na contabilização, sem que haja a obrigação de constituição prévia de garantias financeiras por parte dos agentes e sem que exista um garantidor de última instância capaz honrar pontualmente os compromissos.

6. CONCLUSÕES

Este Capítulo ampliou o detalhamento da proposta para modernização da infraestrutura do mercado de energia do Setor Elétrico Brasileiro, analisou os impactos legais e regulamentares do modelo proposto e sugeriu alternativas para sua implementação. O modelo proposto é ousado e requer alterações profundas no mercado de energia elétrica do Brasil. Contudo, estas mudanças parecem ser necessárias e imprescindíveis à evolução do atual estágio de maturação deste mercado.

O processo de evolução do sistema de pagamentos do SFN foi lento e ocorreu à custa de muitos erros e acertos. Atualmente, porém, constitui um sistema robusto que proporciona segurança aos seus participantes e à infraestrutura de investimentos que servem de *funding* para não desenvolvimento da economia nacional.

O intuito do presente estudo é sugerir os contornos básicos da proposta de reformulação do sistema de pagamentos do mercado de energia elétrica. Esta iniciativa busca proporcionar maior estabilidade, confiabilidade, robustez, liquidez e eficiência ao SEB. Para tanto, tomou-se por base a experiência do setor financeiro, uma vez que vários problemas de pagamentos vividos pelas empresas elétricas nos últimos anos guardam semelhanças com eventos que também estiveram presentes na história do SFN e que foram superados através de soluções regulatórias.

O Mercado de Derivativos Financeiros de Energia proposto terá a função de permitir a alavancagem de investimentos, possibilitando alternativas para a expansão do sistema, que poderão conviver, por longo período, com o atual modelo. Além disto, o MDE proporcionará um ambiente de formação de *hedge* financeiro para o mercado de energia.

A criação dos Saldos de Energia e seu registro e custódia oferecerão total segurança contra vendas a descoberto no Mercado de Energia Elétrica proposto, as quais, atualmente, perturbam a segurança financeira do modelo vigente.

A explicitação de riscos e a destinação clara para sua assunção são, também, metas importantes perseguidas no presente trabalho. Neste sentido, os limites de risco para cada órgão e para cada participante estão indicados e propostos. O FGSE assumirá relevância fundamental para garantir tanto a segurança financeira do mercado como a continuidade ininterrupta da prestação dos serviços públicos de energia elétrica no país.

Para que o modelo proposto seja implementado, amplo debate e detalhamento econômico, institucional e jurídico devem ser realizados, evolvendo mudanças no arcabouço legal e infra legal do setor elétrico, como foi indicado neste Capítulo. A parte relativa ao MDE se mostra, a princípio, a que mais rapidamente poderia ser implementada. Os ambientes do MEE, no entanto, requerem um trabalho prévio mais profundo, que não depende, porém, da existência do MDE.

A inovação institucional proposta para o MEE permitirá que o SEB consiga migrar da situação de fragilidade financeira que atravessou nos últimos anos para um ambiente mais robusto financeiramente, atendendo, assim, aos anseios dos agentes e dos consumidores por um serviço de melhor qualidade e confiabilidade.

Conclui-se reafirmando que a indústria de energia elétrica no Brasil evoluiu expressivamente em sua história, produzindo uma energia confiável, que atende aos consumidores brasileiros e responde, de maneira eficiente, à demanda dos demais setores da infraestrutura da economia nacional. Não obstante, o SEB necessita de mudanças profundas em sua estrutura de mercado, que devem ser apreciadas com o rigor técnico tradicionalmente praticado pelo setor, de modo a permitir que novas medidas de segurança para as operações de mercado sejam implementadas, considerando que são tão importantes e imprescindíveis para a continuidade da prestação dos serviços públicos de energia elétrica, como a operação do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (1998). **Resolução ANEEL nº 249, de 11 de agosto de 1998**. Estabelece as condições de. Participação dos Agentes no. Mercado Atacadista de Energia.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2000). **Resolução ANEEL nº 290, de 03 de agosto de 2000**. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2001). **Resolução ANEEL nº 160, de 23 de abril de 2001**. Altera a estrutura operacional do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, cria o Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - CO-MAE, e extingue o Comitê Executivo - COEX.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2001). **Resolução ANEEL nº 161, de 20 de abril de 2001**. Estabelece o arranjo de garantias financeiras e as penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2001). **Resolução ANEEL nº 162, de 23 de abril de 2001**. Autoriza a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE, atuar como Agente Administrador de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, estabelece suas atribuições e submete seus regulamentos e atos normativos à aprovação da ANEEL.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2004). **Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 29 de outubro de 2004**. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2006). **Resolução Normativa ANEEL nº 216, de 04 de abril de 2006**. Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 150, de 28 de fevereiro de 2005, bem como aprova as alterações do Procedimento de Comercialização PdC LF.01 - Liquidação Financeira, contida no Anexo II da Nota Técnica SEM/ANEEL nº 55, de 22 de março de 2006, e revoga a Resolução nº 23, de 21 de janeiro de 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2008). **Resolução Normativa ANEEL nº 336, de 12 de novembro de 2008**. Aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, referentes à metodologia de cálculo das garantias financei-

ras, associadas à liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP e Revoga a Resolução Normativa ANEEL nº 216, de 04 de abril de 2006.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2013). **Resolução Normativa ANEEL nº 545, de 23 de abril de 2013**. Estabelece as condições e procedimentos aplicáveis ao desligamento de agentes integrantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; altera o parág. 4º, do art. 47, do Anexo, da Resolução Normativa ANEEL 273, de 10 de julho de 2007; altera os arts. 3º, 11, 15, 24 e 28, do Anexo, da Resolução Normativa ANEEL 109, de 26 de outubro de 2004; altera os arts. 7º, 11 e 13, da Resolução Normativa ANEEL 63, de 12 de maio de 2004; e revogam, após cento e vinte dias da publicação, os arts. 11 a 14 da Resolução Normativa ANEEL 376, de 25 de agosto de 2009.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2014). **Resolução Normativa ANEEL nº 622, de 22 de agosto de 2014**. Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas ANEEL nºs 453, de 18 de outubro de 2011, e 109, de 26 de outubro de 2004; e revoga as Resoluções Normativas ANEEL nºs 437, 24 de maio de 2011, e 531, de 21 de dezembro de 2012.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2015). **Resolução Normativa ANEEL nº 678, de 01 de setembro de 2015**. Estabelece os requisitos e os procedimentos atinentes à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.

BACEN, Banco Central do Brasil (2001). **Circular BACEN nº 3.057, de 31 de agosto de 2001**. Aprova regulamento que disciplina o funcionamento dos sistemas operados pelas câmaras e pelos prestadores de serviços de compensação e de liquidação que integram o sistema de pagamentos.

Brasil (1934). **Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934**. Decreta o Código de Águas.

Brasil (1961). **Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961**. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências.

Brasil (1964). **Lei nº 4.595, de 31 de dezembro de 1964**. Dispõe sobre a Política e as Instituições Monetárias, Bancárias e Creditícias, cria o Conselho Monetário Nacional e dá outras providências.

Brasil (1974). **Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974**. Dispõe sobre a intervenção e a liquidação extrajudicial de instituições financeiras, e dá outras providências.

Brasil (1976). **Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976**. Dispõe sobre o mercado de valores mobiliários e cria a Comissão de Valores Mobiliários.

Brasil (1987). **Decreto-Lei nº 2.321, de 25 de fevereiro de 1987**. Institui, em defesa das finanças públicas, regime de administração especial temporária, nas instituições financeiras privadas e públicas não federais, e dá outras providências.

Brasil (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**.

Brasil (1995). **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

Brasil (1995). **Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Brasil (1996). **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

Brasil (1997). **Lei nº 9.447, de 14 de março de 1997.** Dispõe sobre a responsabilidade solidária de controladores de instituições submetidas aos regimes de que tratam a Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974, e o Decreto-Lei nº 2.321, de 25 de fevereiro de 1987; sobre a indisponibilidade de seus bens; sobre a responsabilização das empresas de auditoria contábil ou dos auditores contábeis independentes; sobre privatização de instituições cujas ações sejam desapropriadas, na forma do Decreto-Lei nº 2.321, de 25 de fevereiro de 1987, e dá outras providências.

Brasil (1997). **Decreto nº 9.478, de 06 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Brasil (1998). **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

Brasil (1998). **Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998**. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

Brasil (2001). **Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001**. Dispõe sobre o sigilo das operações de instituições financeiras e dá outras providências.

Brasil (2001). **Lei nº 10.214, de 27 de março de 2001**. Dispõe sobre a atuação das câmaras e dos prestadores de serviços de compensação e de liquidação, no âmbito do sistema de pagamentos brasileiro, e dá outras providências.

Brasil (2001). **Medida Provisória 2.147, de 15 de maio de 2001**. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências.

Brasil (2002). **Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002**. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências.

Brasil (2002). **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

Brasil (2004). **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências.

Brasil (2004). **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.

Brasil (2004). **Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Brasil (2004). **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Brasil (2004). **Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004**. Constitui o Comitê de Mo-

nitoramento do Setor Elétrico - CMSE de que trata o art. 14 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Brasil (2004). **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004**. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Brasil (2004). **Decreto nº 5.184, de 16 de agostos de 2004**. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2021). **Conheça os agentes.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/conheca_os_agentes?_adf.ctrl-state=bdv48mdp1_102&classe%3D2%26modo%3Dgrade%26dataassoc%3D2021%26=&_afrLoop=354165030597627.

CMN, Conselho Monetário Nacional (1995)**. Resolução CMN nº 2.197, de 31 de agosto de 1995**. Autoriza a constituição de entidade privada, sem fins lucrativos, destinada a administrar mecanismo de proteção a titulares de créditos contra instituições financeiras.

CMN, Conselho Monetário Nacional (1995). **Resolução CMN nº 2.211, de 16 de novembro de 1995.** Aprova o estatuto e o regulamento do Fundo Garantidor de Créditos - FGC.

CMN, Conselho Monetário Nacional (2001)**. Resolução CMN nº 2.882, de 30 de agosto de 2001**. Dispõe sobre o sistema de pagamentos e as câmaras e os prestadores de serviços de compensação e de liquidação que o integram.

CMN, Conselho Monetário Nacional (2013). **Resolução CMN nº 4.222, de 23 de maio de 2013**. Altera e consolida as normas que dispõem sobre o estatuto e o regulamento do Fundo Garantidor de Créditos - FGC.

CNPE, Conselho Nacional de Política Energética (2007). **Resolução CNPE nº 01, de 25 de abril de 2007**. Estabelece diretrizes específicas para a realização da 9ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, e dá outras providências.

CVM, Comissão de Valores Mobiliários (2007). **Instrução CVM nº 461, de 23 de outubro de 2007**. Disciplina os mercados regulamentados de valores mobiliários e dispõe sobre a constituição, organização, funcionamento e extinção das bolsas de valores, bolsas de mercadorias e futuros e mercados de balcão organizado.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2020). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-

-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A-1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202020.pdf.

Kelman, J. (2001). **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Disponível em: http://kelman.com.br/relatorio_kelman.pdf.

Torres Filho, E.; Macahyba, L. (2020). **Proposta de Modernização da Infraestrutura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório 6 – Projeto Bolsa de Energia.

ANEXO I – ROADMAP DOS IMPACTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

Tema	Subtema	Alterações necessárias	Dispositivos legais e regulamentares afetados
Mercado de Derivativos Financeiros de Energia	Contraparte Central	Nenhuma	Lei nº 10.214/2001 Resolção CMN nº 2.288/2001 Circular BACEN nº 2.057/2001 Instrução CVM nº 461/2007 Obs: Estes dispositivos serão a base do Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, mas não necessitarão de alterações
	Produtos Negociados	Nenhuma	
	Agentes Participantes	Nenhuma	
	Liquidação	Nenhuma	

Tema	Subtema	Alterações necessárias	Dispositivos legais e regulamentares afetados
Mercado de Energia Elétrica	Bolsa de Energia Elétrica	Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Saldo de Energia	Criação através da alteração do Decreto nº 5.163/2004 e regulamentação pela ANEEL	Decreto nº 5.163/2004 Resolução Normativa a ser expedida pela ANEEL
	Agentes Participantes	Definição em lei, sendo os mesmos agentes da CCEE	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Ambiente de Registro	Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Ambiente de Negociação	Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Ambiente de Liquidação	Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	CCEAR	Alteração de seu objeto para Saldo de Energia	Lei nº 10.848/2004 Decreto nº 5.163/2004
	Ambiente de Ajustamento	Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Adesão ao Mercado	Regras estabelecidas por lei, com adesão concomitante à CCEE	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Saída Voluntária do Agente	Regras estabelecidas por lei, semelhantes às já existentes para agentes da CCEE	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
	Desligamento do Agente	Regras estabelecidas por lei, sendo automático após inadimplência	Lei a ser promulgada e sua regulamentação

Tema	Subtema	Alterações necessárias	Dispositivos legais e regulamentares afetados
Regime de Administração Especial Temporária	Regras	Instituição de competência à ANEEL para intervir nos ASI	Lei nº 10.214/2001 Resolução CMN nº 2.288/2001 Circular BACEN nº 2.057/2001
	Agentes Sistematicamente Importantes	Criação através de lei e indicação de critérios para sua classificação pela ANEEL	Lei a ser promulgada e Resolução Normativa a ser expedida pela ANEEL
Fundo Garantidor do Setor Elétrico		Criação e regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei a ser promulgada e sua regulamentação
Comercializador de Última Instância		Criação através da alteração do Decreto nº 5.163/2004 e regulamentação pela ANEEL	Decreto nº 5.163/2004 Resolução Normativa a ser expedida pela ANEEL
Supervisão Financeira dos Agentes		Regras estabelecidas através de lei e regulamento	Lei nº 6.024/1974 Decreto-Lei nº 2.321/1987 Lei nº 9.447/1997
Expansão do Sistema Elétrico		Definição do Saldo de Energia como produto licitado, junto com a outorga	Lei nº 10.848/2004 Decreto nº 5.163/2004
Contratos Legados		Alteração de seu objeto para Saldo de Energia	Lei nº 10.848/2004 Decreto nº 5.163/2004 Resolução Normativa ANEEL nº 783/2017

Tema	Subtema	Alterações necessárias	Dispositivos legais e regulamentares afetados
Regras e Procedimentos de Comercialização		Adequação das atuais regras e procedimentos de comercialização à nova arquitetura de mercado	Regras de Comercialização da CCEE: 03- Garantia Física; 04- Mecanismo de Realocação de Energia - MRE; 05- Contratos; 07 - Comprometimento de Usinas; 08- Tratamento de Exposições; 10- Consolidação de Resultados; 11- Liquidação; 12- Ajuste de Contabilização e Recontabilização; 13- Penalidades de Energia; 17- Receita de Venda de CCEAR; 21- Alocação de Geração Própria; 22- Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear; 24- Repasse de Risco Hidrológico; e 26- Mecanismo de Venda de Excedentes. Procedimentos de Comercialização da CCEE: Módulo 1- Agentes e Módulo 3- Comercialização de Energia

CAPÍTULO 6

GARANTIAS NO MERCADO DE ENERGIA

Roberto Brandão
Luís de Magalhães Ozorio
Arthur Tavares

INTRODUÇÃO

A infraestrutura proposta para o Mercado de Energia Elétrica (MEE) e para o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia (MDE), tratada nos Capítulos 4 e 5 deste livro, tem como objetivo central fornecer meios para a superação da fragilidade financeira observada no mercado atacadista de energia elétrica brasileiro em sua conformação atual. Assim, neste Capítulo, será apresentado o desenho de garantias relacionado à nova infraestrutura, bem como serão estimados os custos incorridos pelos agentes na sua constituição.

O Capítulo está dividido em oito seções, incluindo esta introdução. A Seção 2 refere-se à infraestrutura do MEE. A Seção 3 aborda as características dos mercados de derivativos em geral, enquanto que a Seção 4 descreve o MDE. Na Seção 5, é apresentada a dinâmica esperada de funcionamento do MEE e do MDE, cuja determinação das garantias é tratada na Seção 6. A Seção 7 analisa um estudo de caso em que o volume e o custo de garantias são dimensionados, partindo de algumas suposições razoáveis sobre volumes e tipos de transações praticadas. Por fim, a Seção 8 apresenta as conclusões deste Capítulo.

1. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A comercialização de energia, de acordo com a proposta para uma nova infraestrutura de comercialização apresentada no Capítulo 4, deverá ocorrer em dois mercados, o Mercado de Energia Elétrica e o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia. No MEE, é transacionada a energia física das usinas em operação, por meio dos Saldos de Energia (SE), sobretudo em operações de curto prazo. Este mercado é exclusivo para os agentes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) devidamente autorizados, isto é, geradores, comercializadoras, consumidores livres e distribuidoras. A contratação no MEE ocorre imperativamente *ex ante*, o que cria a necessidade de um ambiente adicional, chamado de Ambiente de Ajustamento, destinado a conciliar, ex post, os volumes contratados com as medições realizadas.

Já no MDE, qualquer agente habilitado, pertença ele ao SEB ou não[1], pode realizar operações a prazo, liquidadas necessariamente em dinheiro, que têm como referência a cotação à vista da energia. Estruturalmente, o MEE é o mercado no qual os agentes asseguram a quantidade de energia que efetivamente

1 Fundos de investimento, bancos, investidores, pessoa física, etc.

precisam comercializar, enquanto no MDE eles podem garantir o *preço* para a energia no futuro.

O funcionamento completo do modelo de comercialização de energia pode possuir outros ambientes, destinados, por exemplo, à contratação de serviços ancilares ou a leilões para suporte financeiro a investimentos em novas plantas de geração. Neste Capítulo, contudo, a análise é restrita à contratação de energia proveniente de usinas existentes e aos derivativos referidos ao preço à vista da energia.

1.1. NATUREZA FINANCEIRA DAS TRANSAÇÕES NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O MEE e o MDE possuem várias possibilidades de negociação, cada uma delas envolvendo uma estruturação distinta de garantias.

O MDE é, na verdade, a negociação de um produto de energia nos mercados de derivativos tradicionais, que já existem e têm características e regulação bem definidas, conforme será abordado na Seção 3, enquanto que seus atributos específicos serão tratados na Seção 4.

No MEE, os agentes negociam contratos de compra e venda de energia física proveniente de geração certificada. Toda energia comercializada neste mercado tem correspondência com a capacidade de geração das usinas em operação. Para cada usina, essa capacidade deverá ser atestada por um órgão competente, que especificará o período em que a certificação é válida.

Para viabilizar as transações em mercado, essa capacidade de geração certificada é representada por um ativo, o Saldo de Energia, que é discretizado no tempo e objeto de registro na conta de custódia de seu titular. São atribuídos a cada gerador SE correspondentes a sua capacidade de produção certificada para todo o período em que a certificação seja válida.

Os SE originados para um gerador podem ser negociados com outros agentes em transações bilaterais, até um dia antes da data de entrega da energia. A transação só será registrada caso o comprador possua, em função das garantias depositadas, limite operacional suficientemente para realizar a transação. Uma vez registrada a transação, os SE correspondentes passam a estar registrados na conta de custódia do comprador de forma irrevogável e irretratável.

As transações bilaterais podem ocorrer com pagamento no momento do fechamento do negócio, isto é, pela entrega do Saldo de Energia contra o pagamento, o que se configura um pagamento antecipado pela energia, pois a compra e venda dos SE deve ser realizada em data anterior à sua efetiva entrega. Alternativamente, as

transações podem ser pagas a prazo, sendo registradas em uma Contraparte Central (CCP) e liquidadas na data de vencimento dos SE que são objeto da negociação.

No caso das transações com pagamento a prazo, o vendedor do Saldo de Energia terá, na data do vencimento, um crédito no Ambiente de Liquidação, garantido pela CCP, que corresponderá ao montante do SE multiplicado pelo preço pactuado. Já o comprador terá um débito no mesmo valor.

1.2. LIMITE OPERACIONAL NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA E CHAMADA DE MARGEM

Os participantes do MEE somente poderão adquirir SE se tiverem limite operacional suficiente para tanto. O limite operacional é calculado pelo administrador do mercado, baseado nos aportes iniciais de cada participante e no valor das garantias utilizadas pela carteira atual de SE.

Ao mesmo tempo, o administrador atualiza o valor da carteira de SE marcado a mercado, com base em um cálculo que considera o valor de liquidação forçada da carteira, ou seja, o valor que a carteira terá, com alto grau de probabilidade, caso ocorra a pior variação negativa em seu valor, em um prazo convencionado, por exemplo, de dois dias. Na prática, o limite operacional de um agente é igual ao valor das garantias menos a diferença entre o valor marcado a mercado da carteira e seu valor de liquidação forçada.

Os SE vencendo no dia seguinte apresentam um tratamento distinto no cálculo do limite operacional. Neste caso particular em que o SE está por vencer, o fluxo de caixa líquido programado para o dia seguinte que é considerado no cálculo do limite operacional. Assim, para uma carteira com posição líquida devedora para o dia seguinte, o valor de face da posição líquida será abatido do valor das garantias para efeito do cálculo do limite operacional.

Em resumo, os agentes que têm posições líquidas credoras (como, por exemplo, geradores que não venderam seus SE ou comercializadores que os adquiriram à vista) não precisam depositar garantias para além das garantias iniciais que este tipo de mercado convencionalmente pede. Já os agentes que desejam formar posições líquidas devedoras (agentes de consumo, por exemplo), só conseguem fazê-lo mediante depósito prévio de garantias. Neste sentido, as garantias destes agentes devem cobrir o risco de variação do valor da carteira a prazo marcada a mercado e o valor integral do pagamento relativo aos SE vencendo no dia seguinte.

O limite operacional de cada agente é recalculado constantemente pelo administrador de mercado, em função de eventuais mudanças na composição da carteira,

de alterações no preço dos SE e de mudanças na volatilidade dos preços. Se o limite operacional de um participante ficar negativo devido a uma variação dos preços ou de sua volatilidade, ele receberá uma chamada de margem do administrador do mercado, ficando obrigado a recompor suas garantias prontamente. Caso as novas garantias não sejam depositadas tempestivamente, o agente fica sujeito à suspensão do mercado e à liquidação forçada de suas posições e das garantias já constituídas.

1.3. AMBIENTE DE LIQUIDAÇÃO

Na véspera da data de entrega da energia, é suspensa a negociação dos SE que estão por vencer no dia seguinte e as informações sobre as posições de cada agente com SE vencendo nesta data são transferidas para o Ambiente de Liquidação, no qual ocorrerá a compensação multilateral dos contratos.

Com tais informações, é realizada uma simulação prévia da liquidação do dia seguinte. Este exercício identifica as posições que os diferentes agentes compradores detêm no mercado, bem como a cadeia de pagamentos e garantias. Deste modo, é apurada a posição líquida de cada agente e eles são informados dos valores a serem pagos ou recebidos no dia seguinte.

No dia da liquidação (D), os agentes devedores depositam os valores devidos na conta do gestor do Ambiente de Liquidação e este transfere aos credores os montantes correspondentes a cada um deles. Caso haja inadimplência, o gestor do Ambiente de Liquidação assume a responsabilidade pelo pagamento e, ato contínuo, executa as garantias depositadas pelo agente inadimplente, que é desligado do MEE.

Observa-se que a proposta de criação de um mercado de energia que transacione Saldos de Energia está alicerçada na hipótese de que não há risco de liquidação energética, ou seja, supõem-se que, no dia do vencimento do SE, o gerador entrega 100% da energia que foi originada em seu nome. Portanto, o gerador não depositará garantias pelos SE próprios que vencem em D, mas deverá fazê-lo caso, neste dia, possua em sua conta de custódia SE de outros geradores que tenham sido adquiridos no mercado secundário, exatamente da mesma forma que os demais participantes do MEE.

1.4. AMBIENTE DE AJUSTAMENTO

O Ambiente de Ajustamento é destinado a contabilizar e liquidar as diferenças entre os montantes contratados e as medições realizadas. Nota-se que este ambiente não reabre as operações que já tenham sido objeto de liquidação, mas simplesmente apura novas obrigações automaticamente com base nos dados obtidos com

a medição. Assim, em uma ou mais datas posteriores, identificam-se as posições residuais, que serão liquidadas multilateralmente.

Quando as medições estiverem disponíveis, as posições líquidas credoras ou devedoras de cada participante serão apuradas. Deste modo, por exemplo, os agentes descontratados possuirão a obrigação de pagar pela energia descontratada ao preço de mercado acrescido de uma penalização. Por outro lado, os agentes super contratados recebem o preço de mercado descontados, também, de uma penalização. Já os agentes de geração que venderam SE e receberam recursos na liquidação, porém não geraram por instrução do Operador Nacional do Sistema Elétrico, possuem um débito sem penalização, podendo, eventualmente, fazer jus a um desconto a título de lucros cessantes. Algo análogo também poderá ocorrer com agentes de consumo que estavam contratados e não consumiram por problemas sistêmicos.

Destaca-se que as posições credoras e devedoras apuradas no Ambiente de Ajustamento não são garantidas pela Contraparte Central e, por isso, são liquidadas em ambiente próprio, apartado do Ambiente de Liquidação do MEE, conforme apresentado a seguir.

1.5. GARANTIAS NO AMBIENTE DE AJUSTAMENTO

Uma vez que foram detectados riscos de difícil quantificação e, por decorrência, de atribuição a uma Contraparte Central, o Ambiente de Ajustamento não é por ela garantido.

Este ambiente opera, em última instância, com o compartilhamento de risco entre os agentes. Portanto, caso os diversos mecanismos mitigatórios previstos não se mostrem efetivos por qualquer razão, os agentes credores podem não receber integralmente o que lhes é devido, sendo os valores não pagos rateados em seguida por todos os participantes do mercado, cabendo ao administrador realizar os melhores esforços para recuperar, prontamente, estes montantes. Estão previstos, no entanto, diversos mitigadores de risco, sendo eles:

i) O depósito obrigatório de garantias por todos os agentes, tanto de geração como de consumo, proporcional ao porte de cada um no MEE;

ii) O Fundo Garantidor do Setor Elétrico, desenhado para dar prontamente suporte financeiro a agentes sistemicamente importantes, caso estes tenham dificuldades financeiras; e

iii) O Comercializador de Última Instância, com a obrigação regulatória de atender prontamente a consumidores que não possuem, no momento, por qualquer razão, um comercializador disposto a supri-los.

Destaca-se que o dimensionamento das garantias para o Ambiente de Ajustamento é, em última análise, uma decisão do regulador, que deverá ponderar o custo que as garantias representam para os agentes e o grau de segurança para as transações que elas conferem.

2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS MERCADOS DE DERIVATIVOS

Considerado um dos segmentos mais complexos do mercado financeiro, os derivativos são ativos financeiros definidos por contratos entre duas partes, cujo valor depende (deriva) de um outro ativo, grupo de ativos ou índices, como ações, títulos, *commodities*, moedas, taxas de juros e índices de mercado.

Um exemplo bastante cotidiano de um contrato que segue os mesmos princípios de um derivativo é o de seguro de automóveis. Neste tipo de contrato, a seguradora se compromete, no caso de perda total ou roubo do veículo, a reembolsar o valor do carro ao segurado, o qual, para ter este direito, paga um prêmio na contratação do seguro. Como será analisado mais adiante neste Capítulo, o seguro de veículos se assemelha a um contrato de uma opção de venda americana, comumente negociado para ativos como ações ou moedas.

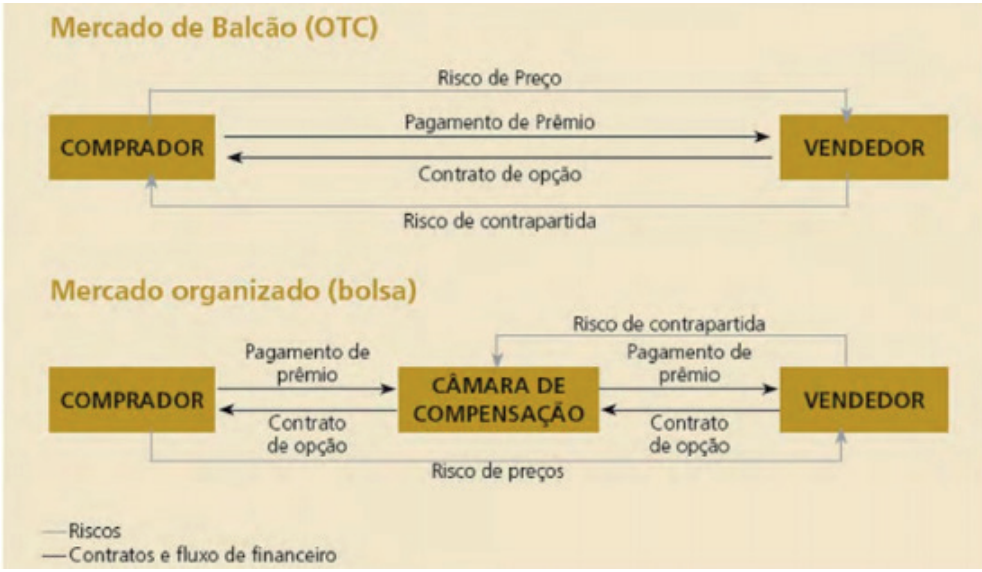
A despeito do forte crescimento de uso desses instrumentos verificado nas últimas décadas, em virtude da sofisticação dos mercados, o surgimento dos derivativos é anterior ao dos mercados financeiros organizados. Os primeiros tipos de contratos foram estabelecidos diretamente entre produtores e comerciantes de produtos agrícolas. Um dos exemplos mais antigos é o mercado de derivativos que acontecia na bolsa de arroz de Dōjima, estabelecida em 1697, em Osaka, no Japão, onde eram celebrados contratos de futuros nos moldes dos produtos financeiros usados atualmente.

Além do uso para proteção, como verificado no caso de transações entre produtores e comerciantes de *commodities*, os derivativos são utilizados como instrumentos em operações de arbitragem, especulação e alavancagem, sendo os tipos mais comuns de contratos os termos, os futuros, as opções e os *swaps*.

O diagrama apresentado na Figura 1 ilustra os dois tipos de ambiente de negociação: o mercado de balcão e o mercado de bolsa, no qual ocorre apenas a negociação de contratos padronizados com liquidação efetuada por Contraparte Central. Nota-se que o exemplo da Figura 1 considera operações de opções financeiras.

Destaca-se que as operações em mercado de balcão envolvem, para os compradores e os vendedores, tanto risco de preços como risco de contraparte, enquanto os mercados organizados como bolsa envolvem somente o risco de preços, uma vez que o risco de contraparte é assumido pela CCP, designada como câmera de compensação na figura.

Figura 1: Diagrama de operações com opções financeiras em mercados de balcão e bolsa



Fonte: BM&F/BOVESPA.

2.1. LIQUIDAÇÃO

As operações de derivativos podem ser liquidadas de duas formas, quais sejam, a liquidação física ou a liquidação financeira. No formato de liquidação física, a ponta vendedora do contrato necessitará (ao término do contrato) efetuar a entrega física do ativo objeto à contraparte compradora. Esta modalidade de liquidação é mais comum em derivativos relacionados a contratos associados ao mercado agropecuário, embora, em muitos casos, a entrega dos ativos seja facultativa. Como exemplo, tem-se o contrato futuro de café, que pode ser liquidado financeiramente antes do vencimento, porém implica em liquidação física no vencimento.

No caso da liquidação financeira de derivativos não envolvendo a entrega do ativo do objeto, a negociação se encerrará pelo pagamento da diferença entre o preço

definido no contrato e o preço do ativo objeto. Como exemplos de derivativos que possuem liquidação puramente financeira, pode-se citar os contratos futuros do Ibovespa, boi gordo e milho.

O grande apelo da liquidação financeira é o fato de a liquidação física poder ser, em muitos casos, dispendiosa. Em particular, quando o participante da operação não possuir interesse em obter o ativo objeto e estiver intencionando apenas auferir a diferença entre os valores fixados no contrato, a liquidação física será indesejável. Desta forma, atualmente, a maior parte dos contratos admite a modalidade de liquidação financeira, a qual configura como a modalidade de liquidação prevista aos derivativos financeiros de energia.

2.2. ESTRUTURA DO SISTEMA FINANCEIRO NACIONAL E O PAPEL DAS CÂMARAS E DOS SISTEMAS DE REGISTRO

Visando entender o processo de regulação, supervisão e operacionalização do mercado de derivativos, apresenta-se, nesta subseção, uma visão geral da estrutura do Sistema Financeiro Nacional (SFN). Pode-se definir o SFN como um conjunto de instituições, regras, mecanismos e instrumentos criados com o objetivo de viabilizar as operações entre poupadores (indivíduos, empresas e governos superavitários) e tomadores (indivíduos, empresas e governos deficitários) de recursos. Neste sentido, buscando organizar, regimentar e controlar os diversos tipos de operações financeiros, o SFN é segmentado em cinco mercados: monetário, crédito, capitais, derivativos e câmbio.

No mercado monetário, são realizadas as operações para dimensionamento (controle de oferta) da moeda na economia. Em termos práticos, este controle se efetua pela compra e venda de títulos públicos de renda fixa emitidos pelo Tesouro Nacional, com destaque à atuação do Banco Central do Brasil (BACEN) na definição da taxa de juros.

No mercado de crédito, por sua vez, são realizadas operações de intermediação de recursos de curto e médio prazo para empresas e indivíduos que necessitam de recursos para consumo e capital de giro para suas atividades. Este segmento é normatizado, controlado e fiscalizado pelo BACEN.

O mercado de capitais consiste no segmento do mercado financeiro no qual são transacionados recursos com o objetivo de capitalizar empresas de capital aberto, por intermédio de operações com títulos e valores imobiliários, como ações e debêntures, por exemplo, em mercados de bolsa ou balcão. As operações e os agentes que atuam neste segmento recebem supervisão, normatização e controle da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), como o principal órgão.

O quarto tipo de segmento do SFN é o mercado de derivativos, o qual, de acordo com o que foi abordado nas subseções anteriores, apresenta como função primordial oferecer mecanismos de proteção do risco de variação de ativos financeiros e mercadorias. Adicionalmente, os derivativos também podem ser utilizados como instrumentos de investimento por indivíduos que desejam especular, arbitrar ou alavancar. Este segmento, dependendo do tipo de operação, recebe a supervisão do BACEN ou da CVM.

Por fim, o quinto segmento do SFN é o mercado de câmbio, no qual se realizam operações envolvendo trocas de moedas estrangeiras por reais. As operações deste mercado são fiscalizadas e controladas pelo BACEN, que também responde pela execução da política cambial.

2.2.1. Órgãos normativos, entidades supervisoras e operadores do Sistema Financeiro Nacional

A base para a determinação da atual estrutura do SFN foi definida pela Lei nº 4.595/1964, conhecida como a Lei da Reforma do Sistema Financeiro Nacional, e pela Lei nº 6.385/1976, que criou o mercado de capitais. A estrutura vigente do SFN conta, ainda, com instituições distribuídas em três tipos de categoria, quais sejam, os órgãos normativos, as entidades supervisoras e os operadores do sistema.

Os três órgãos normativos do SFN, o Conselho Monetário Nacional (CMN), o Conselho Nacional de Seguros Privados (CNSP) e o Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC), possuem como função a definição das diretrizes para o funcionamento do Sistema. O CMN apresenta como principais atribuições a elaboração das diretrizes gerais do SFN e a coordenação das políticas monetária, creditícia e orçamentária, bem como da dívida pública interna e externa brasileira. Por intermédio do BACEN, o CMN regula a constituição e o funcionamento das instituições financeiras e fixa normas para as operações de redesconto e para as operações no mercado aberto. Por fim, subordinam-se ao CMN os principais órgãos supervisores do SFN, o BACEN e a CVM.

O CNSP possui como principal responsabilidade a determinação de diretrizes e normas do mercado de seguros, capitalização e previdência aberta. Entre outras funções, o CNSP regula a constituição, a organização, o funcionamento e a fiscalização das sociedades seguradoras e de capitalização, das entidades de previdência privada aberta e dos resseguradores, fixando limites legais e técnicos às suas respectivas operações. O CNPC, por sua vez, possui a função de regular o regime de previdência complementar operado pelas entidades fechadas de previdência complementar (fundos de pensão), nova denominação do extinto Conselho de Gestão da Previdência Complementar.

No SFN, a operacionalização das diretrizes definidas pelos órgãos normativos é efetuada pelas entidades supervisoras, sendo elas o BACEN, a CVM, a Superintendência de Seguros Privados (Susep) e a Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc).

Criado pela Lei nº 4.595/1964, o BACEN é uma autarquia vinculada ao Ministério da Economia e o principal executor das orientações do CMN, com as competências de controle do crédito e execução das políticas monetária e cambial. Além disso, o BACEN atua como autoridade supervisora das instituições financeiras e mitiga o risco sistêmico, atuando para garantir a liquidez destas instituições.

Instituída pela Lei nº 6.385/1976, a CVM também é uma autarquia vinculada ao Ministério da Economia à qual compete regulamentar, desenvolver, controlar e fiscalizar o mercado de capitais. Em particular, a CVM regula e supervisiona as empresas que emitem valores mobiliários, as entidades administradoras de mercado de bolsa e balcão (entre elas a B3) e instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários (corretoras e distribuidoras de valores). Assim, a CVM tem como objetivo a proteção dos investidores, o combate a fraudes e a manutenção de boas práticas no mercado de capitais, zelando por eficiência e transparência na divulgação de informações.

Igualmente vinculada ao Ministério da Economia, a Susep é um autarquia que tem como principal atribuição a supervisão dos mercados de seguro, previdência privada aberta e capitalização. A Susep busca proteger os interesses dos consumidores nos mercados que fiscaliza, com medidas que visam melhorar as instituições e os instrumentos, zelando pela liquidez das instituições, definindo parâmetros e fiscalizando seus investimentos, bem como garantindo recursos que cubram as provisões técnicas.

Por fim, a Previc é uma autarquia vinculada ao Ministério da Previdência Social, que tem como atribuição fiscalizar as atividades das entidades fechadas de previdência complementar, observando as diretrizes estabelecidas pelo CMN e pelo CNPC.

Completando o conjunto de instituições que integram o SFN, têm-se os operadores do sistema, responsáveis pela execução das transferências de recursos entre poupadores e tomadores. São operadores do SFN (i) as instituições financeiras, bancárias, sociedades de crédito, companhias hipotecárias e sociedades de arrendamento mercantil; (ii) as corretoras de títulos e valores mobiliários, corretoras de câmbio, distribuidoras de títulos e valores mobiliários; (iii) bolsas de valores, mercadorias e futuros, entidades de balcão organizado, câmaras de compensação e liquidação, sistemas de registro e centrais depositárias; (iv) os fundos mútuos de in-

vestimento e clubes de investimento; e (v) as sociedades seguradoras, sociedades de capitalização e entidades abertas e fechadas de previdência privada.

2.2.2. Funcionamento do Mercado de Derivativos

Conforme verificado nas subseções anteriores, o mercado de derivativos é supervisionado por duas entidades, a CVM e o BACEN, em função da diversidade de instrumentos operados, relacionados a diferentes espécies de ativos objeto: ações, taxas de juros, moedas e mercadorias.

Do ponto de vista operacional, a execução das transações com derivativos, em sua grande maioria, é efetuada por intermédio de corretoras de títulos e valores mobiliários, que operam nas bolsas de valores, mercadorias e futuros. Complementando o papel das bolsas, outras instituições atuam na concretização das operações com derivativos, sendo elas as entidades registradoras de ativos financeiros, as câmaras de liquidação e custódia e as centrais depositárias.

As bolsas de valores, mercadorias e futuros são empresas que operam como sistemas centralizados e multilaterais de negociação de compra e venda de valores mobiliários. Um sistema centralizado e multilateral é aquele em que todas as ofertas relativas a um mesmo tipo de ativo (valor mobiliário) são efetuadas em um mesmo canal de negociação, ficando expostas à aceitação e concorrência por todas as partes autorizadas a negociar no sistema. As bolsas desfrutam de autonomia financeira, patrimonial e administrativa e são fiscalizadas pelo BACEN e pela CVM.

Além das bolsas, outro agente relevante no mercado são as entidades registradoras de ativos financeiros, que consistem em associações privadas civis ou sociedades anônimas, responsáveis por realizar as atividades de registro de ativos financeiros e armazenamento de informações referentes a ativos financeiros não objeto de depósito centralizado, bem como as transações, os ônus e os gravames a eles relativos. De forma similar às bolsas, as entidades registradoras de ativos financeiros possuem autonomia financeira, patrimonial e administrativa e são fiscalizadas pelo BACEN e pela CVM.

As câmaras de compensação e liquidação, por sua vez, são empresas que integram o sistema de pagamentos brasileiro e atuam visando garantir a integridade das operações de compra e venda de ativos, coordenando sua entrega contra pagamento sem que haja o risco de que uma das partes cumpra com sua obrigação sem a respectiva contrapartida. As câmaras podem ainda atuar como Contraparte Central[2], de modo a garantir a liquidação da operação mesmo que alguma das contra-

2 Uma Contraparte Central é instituição financeira que assume o risco de crédito de contraparte entre as partes de uma transação e fornece serviços de compensação e liquidação para negociações em moeda estrangeira, títulos, opções e contratos de derivativos.

partes não cumpra com suas obrigações. As câmaras de compensação e liquidação possuem autonomia financeira, patrimonial e administrativa, porém são fiscalizadas, exclusivamente, pelo BACEN.

Por fim, as centrais depositárias são empresas que efetuam a guarda e o controle da titularidade dos valores mobiliários em estrutura de contas de depósito mantidas em nome dos investidores. Adicionalmente, as centrais acompanham os eventos incidentes sobre os ativos mantidos em depósito, atualizando seus valores e quantidades, acatam as instruções de movimentação de seus participantes em nome dos investidores finais e efetuam a conciliação dos saldos depositados com o emissor dos valores mobiliários. As centrais depositárias possuem autonomia financeira, patrimonial e administrativa e são fiscalizadas tanto pelo BACEN quanto pela CVM.

A Brasil, Bolsa, Balcão (B3) é uma sociedade de capital aberto brasileira, com ações negociadas no Novo Mercado, que integra as operações anteriormente realizadas pela Bovespa e BM&F. Entre as atividades prestadas pela empresa, destacam-se a criação e a administração de sistemas de negociação, compensação, liquidação, depósito e registro de ativos, como ações, debêntures e diversos tipos de derivativos. Adicionalmente, a B3 opera como CCP garantidora de grande parte das operações nos mercados em que atua e oferta serviços de central depositária e de registro.

Em resumo, a B3 reúne, além das atividades de bolsa de valores, mercadorias e futuros, as tarefas concernentes às entidades registradoras de ativos financeiros, às câmaras de liquidação e custódia e às centrais depositárias.

No que diz respeito especificamente a derivativos de energia elétrica, o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) recebeu autorização da CVM para funcionar como entidade administradora de um mercado de balcão organizado de derivativos.

2.3. GESTÃO DE RISCOS NO MERCADO DE DERIVATIVOS

Conforme descrito na subseção anterior, as câmaras de compensação e liquidação possuem um papel fundamental na contenção do risco nos mercados de derivativos, absorvendo e mitigando os riscos de contraparte existentes nas operações. Nos mercados com câmaras, os investidores não precisam se preocupar com o risco de crédito das diferentes contrapartes com as quais transacionam ou mesmo administrar limites de risco, o que permite a ampliação do número de agentes com os quais podem operar, aspectos que tornam os mercados dotados de câmaras mais líquidos e eficientes no processo de formação de preços.

Adicionalmente, ressalta-se que as câmaras também viabilizam a compensação multilateral na liquidação das operações, de modo que débitos e créditos possam ser liquidados por meio de compensação, restando somente o saldo líquido final, devedor ou credor, a ser quitado com o investidor.

Para que todo este processo possa ser operacionalizado, é fundamental o correto aparelhamento para permitir o acompanhamento da evolução das posições dos diversos agentes do mercado e a constante verificação das garantias empenhadas. Neste sentido, a B3 implantou, em 2014, a metodologia para o cálculo e o gerenciamento de riscos vigente na atualidade, denominada de Close out Risk Evaluation ou, simplesmente, CORE.

2.3.1. Componentes do modelo de gestão de risco

O modelo de gestão de risco da B3 é composto por diversos elementos, dos quais os principais são (i) a cadeia de responsabilidades no processo de liquidação, (ii) a estrutura de salvaguardas, (iii) o monitoramento de risco, (iv) o processo de administração das garantias e (v) o modelo de cálculo de risco.

A cadeia de responsabilidades no processo de liquidação consiste nos procedimentos e nas responsabilidades definidas para a liquidação das operações nas quais a B3 atua como CCP, envolvendo os diversos atores do sistema (cadeia) que suportam as operações com derivativos. Estes atores são a própria B3, os membros de compensação, os participantes de negociação plenos, os participantes de liquidação, os participantes de negociação e os comitentes. Com base nesta cadeia, são definidos os procedimentos em caso de falha no cumprimento de obrigações por qualquer uma das partes envolvidas.

A estrutura de salvaguardas é formada por camadas diferenciadas de proteção caso alguma contraparte não cumpra com suas obrigações, permitindo que a B3 dê continuidade ao processo de liquidação, sem que eventual inadimplemento afete os outros participantes.

Existem dois modelos básicos de estrutura de salvaguardas. No primeiro, o participante arca diretamente com o risco que traz para o sistema como um todo, enquanto que, no segundo, os participantes concordam em compor um fundo mutualizado para enfrentar tais riscos. A B3 trabalha com um modelo híbrido, no qual o risco calculado para determinados cenários é coberto por garantias prestadas pelo participante e o risco residual, considerando cenários mais severos, é coberto por um fundo mutualizado, composto por garantias prestadas por todos os membros de compensação.

Outro elemento importante do modelo de gestão de risco da B3 é o monitoramento de risco. Assim, visando mitigar os riscos associados à liquidação das operações, ao longo do pregão, a B3 monitora sua exposição ao risco de crédito dos participantes, por meio do monitoramento do risco intradiário decorrente das operações. Esta rotina permite a antecipação de chamada de margem e de outras garantias ao longo do dia, assumindo um papel central na provisão de mecanismos de contenção de riscos que garantam a estabilidade da estrutura de liquidação em caso de inadimplência de um ou mais participantes.

O processo de administração de garantias, por sua vez, consiste no gerenciamento dos ativos entregues à Câmara pelos participantes para integrar sua estrutura de salvaguardas, incluindo os processos de movimentação dos ativos e o gerenciamento da utilização das garantias em caso de falha de pagamento. A aceitação de cada tipo de ativo como garantia está condicionada ao cumprimento de critérios relativos à aplicação de deságio e a limites de depósito. Tais condições são definidas em função, principalmente, das condições de liquidez dos ativos. O Quadro 1, a seguir, apresenta a relação de ativos aceitos como garantia pela B3.

Quadro 1: Ativos utilizados como garantia pela B3

Tipos de ativos elegíveis à aceitação pela Câmara como garantia:

(i) Título público federal negociado no Brasil (título público federal);
(ii) Ouro ativo financeiro;
(iii) Ação de companhia aberta admitida à negociação na B3;
(iv) Certificado de depósito de ações (UNIT) de companhia aberta admitida à negociação na B3;
(v) ADR (American Depositary Receipt) de ação elegível à aceitação como garantia;
(vi) Títulos de renda fixa emitidos por bancos emissores de garantias:
    (a) Certificado de depósito bancário (CDB);
    (b) Letra de crédito imobiliário (LCI); e
    (c) Letra de crédito do agronegócio (LCA);
(vii) Dólar;
(viii) Título de emissão do tesouro norte-americano;
(ix) Título de emissão do tesouro alemão;
(x) Carta de fiança bancária;
(xi) Cota de fundo de índice negociado em bolsa no Brasil (ETF – Exchange Traded Fund);
(xii) Cota do fundo de investimento B3 Margem Garantia Renda Fixa Referenciado DI Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento (FIC);
(xiii) Brazilian Depositary Receipt (BDR); e
(xiv) Cota do Fundo de Investimento Liquidez da B3 (FILCB).

Fonte: BM&F/BOVESPA.

Modelo de Cálculo de Risco: a metodologia CORE foi elaborada visando o cálculo das medidas de risco relacionado à função de contraparte central da B3 nos diversos mercados em que ela atua. No que tange a gestão de riscos, o problema fundamental de uma contraparte central, consiste na capacidade de dispor de recursos necessários para realizar o encerramento das posições detidas pelos participantes na hipótese de inadimplência de um ou mais participantes, sob condições de mercado adversas. Nesse sentido, o CORE analisa, estrutura e define se destaca detalhadamente o processo de encerramento, considerando perdas e ganhos potencialmente incorridos ao longo do período. Dado um portfólio e as correspondentes garantias, o sistema determina a estratégia de encerramento que deve ser efetuada para todas

as obrigações pendentes e eliminar todas as obrigações potenciais do portfólio, podendo fazer uso de seus direitos e as garantias correspondentes. Esse encerramento pode ocorrer de diferentes maneiras, dependendo do conjunto de posições que constituem o portfólio e dos tipos de garantias.

O Quadro 2, abaixo, sumariza os principais aspectos das três etapas da metodologia CORE.

Quadro 2: Principais aspectos das etapas da metodologia CORE

Etapa 1 – Estratégia de encerramento: determina-se uma estratégia de encerramento apropriada para o portfólio, em função da liquidez das posições, de forma a liquidar, simultaneamente, os ativos com os mesmos fatores de risco, considerando o risco de liquidez das posições e dos ativos oferecidos como garantia.

Etapa 2 – Avaliação das perdas e ganhos nos cenários de risco: simula-se a execução da estratégia de encerramento sob diferentes cenários de risco, considerando o risco de mercado (simulando 10 mil cenários de preços) e o risco de fluxo de caixa (calculando o pior fluxo de caixa acumulado).

Etapa 3 – Determinação das medidas de risco: por fim, efetua-se o cálculo do risco com a finalidade de se determinar a margem necessária para cobertura do pior fluxo de caixa entre todos os cenários analisados.

3. MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

O Mercado de Derivativos Financeiros de Energia será o mercado no qual os agentes habilitados poderão realizar operações de derivativos cujo ativo subjacente é o preço da energia de curto prazo. Os derivativos financeiros de energia são simplesmente novos produtos que podem ser usados por agentes do setor elétrico e por outros agentes cadastrados. Portanto, o MDE deverá estar sujeito à regulação financeira.

Os mercados de derivativos podem estar estruturados como dois tipos de ambiente distintos: i) uma bolsa de derivativos negociando produtos padronizados, com liquidação através de uma CCP que gerencia as exigências de garantias e os limites operacionais dos agentes, bem como assume o risco de contraparte de todas

as operações; ou ii) um ambiente de balcão organizado, em que os agentes negociam contratos bilaterais de derivativos, registrados em um administrador de mercado de balcão organizado, autorizado pela CVM. No ambiente de balcão organizado, o administrador fixa os limites operacionais e realiza a supervisão de risco e a gestão de garantias, na medida em que os contratos negociados assim exigirem, porém não assume o risco de crédito das operações.

3.1. BOLSA DE DERIVATIVOS

Uma bolsa de derivativos negocia produtos padronizados e tem como atrativo para os agentes o fato de as operações serem isentas de risco de crédito, já que são garantidas pela Contraparte Central, que atua como vendedora de todas as operações de compra e como compradora de todas as operações de venda.

No ambiente de negociação, a liquidez tende a ser farta, uma vez que todas as ofertas de compra e de venda para o mesmo produto se equivalem, já que têm embutido exatamente o mesmo risco de crédito. Este fator se reflete na característica de que todas as ofertas de compra e venda são anônimas, com a possibilidade de se identificar a instituição através da qual cada ordem é colocada, mas não o agente que a coloca.

Em contrapartida, a exigência de depósito de garantias para operações com derivativos em ambiente de bolsa com CCP costuma ser elevada, uma vez que esta obriga os agentes a depositarem garantias em volumes suficientes para proteger as operações com altíssimo grau de probabilidade. Tipicamente, os volumes de garantias são dimensionados para suportarem perdas associadas a variações de preços pouco usuais, só ultrapassadas, estima-se, uma vez a cada dez anos.

3.2. DERIVATIVOS EM MERCADO DE BALCÃO ORGANIZADO

As operações com derivativos em ambiente de balcão organizado são bilaterais e, geralmente, as contrapartes correm o risco de crédito, isto é, podem não receber tudo o que lhes é devido quando ocorrem problemas financeiros com o agente com o qual firmaram um contrato. Não obstante, o administrador do mercado de balcão, autorizado pela CVM, deve ser capaz de calcular o valor de mercado das posições de todos os agentes, o que lhe permite realizar uma supervisão de risco efetiva, controlando a alavancagem dos participantes e estabelecendo limites operacionais para cada um deles.

Embora as operações em ambiente de balcão organizado sejam bilaterais por natureza, podem estar previstos depósitos de garantias capazes de mitigar a expo-

sição dos agentes ao risco de crédito de suas contrapartes. Também costumam ser adotados outros mecanismos para limitar a propagação dos efeitos da insolvência de um agente para o mercado, como o vencimento antecipado e a execução de garantias para as operações deste agente que ainda não atingiram a maturidade.

Como as diversas ofertas de compra e venda para um mesmo produto em um ambiente de balcão organizado não são equivalentes, uma vez que diferem quanto ao risco de crédito embutido, a liquidez neste ambiente pode ser limitada. Por outro lado, no ambiente de balcão organizado, é possível operar mesmo sem oferecer qualquer garantia financeira, caso a contraparte aceite incorrer o risco de crédito integralmente. Além disso, nas operações em que o risco de crédito é mitigado pelo depósito de garantias financeiras, estas costumam ser em volume bem inferior ao exigido por uma CCP nos ambientes de bolsa, permitindo aos agentes flexibilidade no balanço entre o risco de crédito e o volume de garantias.

4. DINÂMICA ESPERADA DOS MERCADOS DE ENERGIA

4.1. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tendo em vista a proposta de criação do Mercado de Energia Elétrica, apresentada no Capítulo 4 deste livro, a dinâmica esperada é que os agentes do SEB utilizem o MEE para operações de compra e venda de energia elétrica de curtíssimo prazo, com horizonte de um ou de poucos dias, com foco em satisfazer as necessidades de entrega física. Neste sentido, embora nada impeça a realização de operações de prazo maior neste mercado, o interesse por elas tende a ser limitado, em função da necessidade de aporte de garantias, das limitações à montagem de posições alavancadas e da restrição das negociações apenas para agentes do setor elétrico.

A indução à realização de operações de curto prazo no MEE é decorrência da forma como este mercado está estruturado, com destaque às observações a seguir.

A primeira delas é o fato de que os agentes que não contratam até a véspera do despacho 100% da geração ou do consumo ficam expostos ao mecanismo de ajuste, o que implica, dentro do desenho do mercado, necessariamente em uma penalização financeira. Assim, a fim de fugir desta penalização, a cada dia, todos os agentes devem ajustar as carteiras de Saldos de Energia vencendo no dia seguinte a suas melhores previsões quanto à geração ou ao consumo. Isso, por sua vez, dá liquidez de curto prazo ao MEE, de maneira análoga ao que ocorre nos mercados do dia seguinte internacionais.

Por outro lado, o MEE é um ambiente seguro, garantido por uma Contraparte Central, o que elimina o risco de crédito na contratação de energia física. Isso implica na constante verificação, por parte do administrador de mercado, da posição dos agentes e da suficiência do depósito de garantias.

Destaca-se que as operações bilaterais de prazos dilatados também são possíveis no MEE, mediante registro no administrador do mercado. Porém, como a CCP assume a obrigação de, em última instância, efetuar o pagamento do valor pactuado na data do vencimento para todas as transações bilaterais com pagamento a prazo, estas operações requerem necessariamente a manutenção de garantias elevadas pelo participante com posição devedora, o que tende a tornar este tipo de operação no MEE desinteressante para os agentes.

O agente com posição devedora no MEE fica, ademais, sujeito a um risco de liquidez, ou seja, a eventuais chamadas de margem em caso de uma movimentação de preços em direção adversa. Portanto, operar a prazos longos no MEE exigiria uma mobilização de capital expressiva, já que não há a opção, diferentemente do que ocorre em operações de balcão organizado do MDE, para contratação a prazo sem a apresentação de garantias financeiras líquidas substanciais.

Outra observação relevante é que o MEE é pouco atraente para operações de especulação com o preço da energia, não apenas pela obrigação de apresentação de garantias pela parte comprada, como pela limitação de alavancagem neste mercado. Esta limitação se deve ao fato de que toda operação de compra e venda precisa estar baseada em um Saldo de Energia originado por uma usina de geração, ou seja, toda a venda de energia é uma venda coberta, não sendo admitidas posições vendidas a descoberto.

Finalmente, a vedação da participação no MEE de agentes de fora do SEB, como investidores institucionais e instituições financeiras, também tende a limitar a liquidez para operações a prazo. Com isso, o MEE tende a concentrar operações de curto prazo para agentes que, de fato, precisam transacionar energia física, ficando a liquidez em prazos maiores restrita ao MDE.

4.2. MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

Ainda de acordo com a proposta desenvolvida no Capítulo 4 do livro, o Mercado de Derivativos Financeiros de Energia está estruturado para desempenhar funções complementares ao MEE, de modo a ser o mercado no qual os agentes do SEB podem realizar negociações a prazo, destinadas, inclusive, a fixar o preço da energia.

O MDE, como qualquer mercado de derivativos, será aberto a todos os agentes habilitados a nele operar, sejam do SEB ou não. Esta abertura tende a gerar maior li-

quidez ao mercado, pois, além dos agentes do setor elétrico, que devem, naturalmente, apresentar uma preferência por operações de *hedge*, necessárias para dar maior previsibilidade nos fluxos de caixa do negócio principal de geração, consumo ou comercialização de energia elétrica, atuam, no MDE, traders, instituições financeiras, fundos de investimento, entre outros. Estes agentes podem montar operações de especulação, arbitragem e financiamento e, com isso, aumentam a liquidez do mercado, explorando a propensão dos agentes do setor elétrico a estarem dispostos *hedge*.

Um outro atrativo para traders e para os outros agentes que atuarem como provedores de liquidez para o MDE é a possibilidade, que não existe no MEE, de alavancar posições compradas ou vendidas, respeitando as regras prudenciais do administrador do mercado.

Do ponto de vista da gestão de garantias, há uma maior diversidade de opções no MDE do que no MEE, o que torna aquele mercado atrativo, sobretudo, para operações com prazos maiores. Observa-se que estão previstas, no MDE, tanto a negociação de produtos padronizados em uma bolsa de derivativos com CCP, como a negociação de contratos bilaterais em um mercado de balcão organizado.

As negociações em bolsa com CCP tendem a necessitar de garantias expressivas, seja para quem vende, seja para quem compra, a fim de assegurar, com alto grau de certeza, a solvência dos agentes frente a variações extremas de preços. Todavia, caso as operações de registro dos Saldos de Energia e dos derivativos sejam realizadas na mesma instituição ou em instituições integradas, será possível utilizar como garantia, além de dinheiro, títulos públicos e outros valores mobiliários normalmente utilizados, os SE detidos por agentes do setor elétrico, o que baratearia as operações de *hedge* para seus detentores. Os geradores, por exemplo, podem oferecer como garantia para operações com derivativos os Saldos de Energia vencendo em prazos dilatados, os quais, neste caso, ficarão bloqueados para venda e serão executados em caso de eventual inadimplemento no MDE.

Os contratos bilaterais de derivativos financeiros apresentam uma estrutura de garantias mais flexível. Esses contratos são registrados pelo operador do mercado, porém não contam com a garantia de uma Contraparte Central. Deste modo, é possível a celebração de contratos com menor exigência de garantias, na linha, por exemplo, dos atuais contratos de energia de médio/longo prazo, os quais possuem uma garantia equivalente a um mês de fornecimento. Além disso, podem ser firmados contratos baseados, exclusivamente, no risco de crédito do agente.

Destaca-se que, em qualquer hipótese, o grau de alavancagem de cada participante é controlado pelo administrador de mercado, o que previne, em caso de default por parte de algum agente, a ocorrência de consequências sistêmicas.

Nota-se que os agentes dedicados à arbitragem com preços tendem a preferir operações em bolsa a operações em mercado de balcão organizado. Esta preferência se justifica, pois a exigência de garantias para operações em bolsa é calculada com base nas posições líquidas dos agentes e os arbitradores tendem a manter carteiras relativamente neutras quanto aos preços, o que leva a uma necessidade baixa de garantias com relação aos volumes negociados.

As operações de arbitragem com contatos bilaterais em ambiente de balcão organizado, por outro lado, tendem a ser difíceis e caras de montar, uma vez que eventuais depósitos de garantias serão calculado por contrato, dependendo, portanto, do volume total negociado (normalmente alto) e não da posição líquida da carteira (geralmente muito pequena).

Outros agentes que operem com alta frequência de transações, ainda que mantenham posições direcionais, também devem optar pelas transações em ambiente de bolsa. A razão é a mesma: evitar firmar um grande número de contratos que podem se compensar mutuamente, mas demandar, em um mercado de balcão organizado, garantias a cada instrumento. Para esses agentes, as garantias calculadas sobre as posições líquidas, típicas dos ambientes de bolsa, são, em geral, mais favoráveis do que as garantias calculadas por contrato.

Por outro lado, os agentes com operações de baixa frequência de negociação, como, por exemplo, consumidores, comercializadores e geradores desejosos de fazer *hedge* para prazos mais longos, podem ter preferência por derivativos em mercado de balcão organizado, atraídos pela menor necessidade de garantias por cada contrato em relação ao ambiente de bolsa.

Assim, para além da maior diversidade de agentes, o MDE tende a apresentar maior liquidez para as operações a prazo, em decorrência das variedades de opções de exposição ao risco de crédito e de necessidade de garantias.

5. DETERMINAÇÃO DE GARANTIAS NOS MERCADOS DE ENERGIA

Com intuito de avaliar os custos dos diferentes ambientes de negociação propostos neste livro, foi desenvolvida uma metodologia para quantificar a necessidade de garantias no MEE e no MDE. A estrutura conceitual utilizada segue os princípios da metodologia CORE, aplicada pela B3 para o controle de risco e a determinação de

margens de garantia, na qual se estima o pior cenário de fluxo de caixa acumulado para a liquidação da carteira de um participante inadimplente com um nível de confiança de 99,96%.

5.1. GARANTIAS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

No caso do MEE, o modelo visa calcular a garantia previamente à negociação, a ser exigida pela Contraparte Central para participação no mercado, possibilitando que os agentes operem sete dias por semana. A garantia exigida é sempre o valor que permite a CCP fazer frente ao pior fluxo de caixa resultante da liquidação da carteira de um agente inadimplente. Ressalta-se que, nas operações realizadas nos finais de semana, considerando que a liquidação dos contratos é efetuada em D+1 útil, a CCP fica exposta em até três dias de negociação.

Para calcular o pior fluxo de caixa da Contraparte Central, é construída uma distribuição normal ao redor dos retornos (variação percentual do preço), tendo como ponto de partida o preço de mercado. Uma vez construída a distribuição, é definido um nível de confiança aceitável. O resultado deste exercício é o preço do ativo no pior cenário com o nível de confiança definido e a diferença entre o preço atual e o preço nesse cenário será o valor exigido de garantias. Neste sentido, para calcular o risco acumulado em três dias, é necessário somar o valor exigido para negociar em cada um desses dias e efetuar o fluxo de caixa acumulado do período.

5.2. GARANTIAS NO MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

O cálculo da necessidade de garantias no MDE envolve a quantificação do risco a que a Contraparte Central está exposta[3]. Este risco está associado ao tempo em que a CCP leva para identificar e se desfazer das posições do agente inadimplente.

Na B3, no caso de contratos futuros com liquidez, as liquidações ocorrem a partir de dois dias úteis. Nas situações em que as posições têm tamanho relevante frente ao giro médio do mercado, há restrição de liquidez para a liquidação da carteira. Assim, a carteira é parcialmente liquidada no segundo dia útil e as posições remanescentes são liquidadas a partir do terceiro dia útil, podendo a liquidação completa da carteira durar, em casos extremos, até 10 dias úteis. Nestes casos, o fluxo de caixa da liquidação é calculado para o acumulado de todo o período, o que faz a exigência de garantias se elevar.

As simulações do presente estudo utilizam, por hipótese, dois dias úteis como

3 As garantias dimensionadas nesta subseção são referentes à carteira de contratos do agente. Ressalta-se que não estão contempladas as garantias adicionais depositadas pelos participantes do mercado e que constituem o seu limite operacional.

prazo para identificação da inadimplência e liquidação da carteira. Em termos práticos, esta hipótese significa que nenhuma carteira atinge o limite de liquidez diário que obrigaria que parte dela precisasse ser carregada por mais de dois dias úteis.

Definido o tempo de exposição, os passos seguintes são análogos ao MEE. Dado o preço de mercado, é definido o nível de confiança e encontrado o preço no risco. A diferença entre o preço de mercado e o preço de venda forçada ao nível de risco admitido definirá o pior fluxo de caixa para a posição, o qual, para a carteira como um todo, determina o valor da garantia exigida.

Destaca-se que, para ambos os mercados, os valores das garantias foram calculados individualmente para cada contrato, ignorando possíveis efeitos de mitigação do risco pela montagem carteiras e considerando que nenhum participante, isoladamente, seja suficientemente grande para atingir o limite de liquidez diário definido para a liquidação forçada da carteira.

6. ESTUDO DE CASO DE DETERMINAÇÃO DE GARANTIAS

De modo a demonstrar a aplicação prática do modelo para determinação de garantias para os contratos de energia, foi elaborado um exemplo hipotético tomando como data base o dia 01/06/2019. No exemplo, foi considerada uma curva de preços esperados para contratos de fornecimento de energia de um mês, com entregas programadas para os próximos cinco anos (60 meses).

De forma objetiva, essa curva equivale aos preços observados na data focal (momento da definição das garantias) para os diferentes contratos a termo mensais, no período projetado (cinco anos). A necessidade dessa estimativa advém da inexistência de um mercado centralizado de energia de longa maturidade no Brasil, impossibilitando o conhecimento de preços públicos.

A metodologia utilizada para geração da curva de preços esperados foi a sugerida por MRTS e FUSP (2015), sendo baseada em seis fatores principais: (i) a projeção do PLD, (ii) a duração do contrato, (iii) o prazo para início da entrega da energia, (iv) o preço da oferta de energia existente, (v) o preço da oferta estrutural de energia futura (energia nova) e (vi) a expectativa de preços no mercado cativo. Com base nesses nessas informações, o modelo utiliza algoritmos genéticos para definição de seus parâmetros.

Tomando como hipótese os retornos normalmente distribuídos, foi utilizada uma base de dados históricos de preços de diferentes vértices de tempo (M+0, M+1, M+2, A+0, A+1, A+2, A+3 e A+4)[4] da Dcide para a calibração da volatilidade (estimativa do desvio padrão do retorno dos preços) de cada vértice[5]. Conforme esperado, as volatilidades dos vértices mais distantes são menores, uma vez que esses preços são ancorados nos custos marginais de geração a longo prazo, enquanto os vértices mais próximos são mais influenciados pelo PLD e por seus determinantes, como as expectativas de hidrologia e de acionamentos de usinas térmicas. Como resultado, na base mensal, o vértice M+0 apresenta uma volatilidade de 39,06%, o M+3 de 21,37% e o A+4 de apenas 2,63%.

6.1. GARANTIAS NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma vez que a energia elétrica é um bem essencial com uso diário, o MEE deverá operar durante os sete dias da semana. No entanto, suas liquidações são efetuadas somente nos dias úteis, conforme discutido na seção anterior. Esta peculiaridade implica na necessidade de exigências de garantias prévias à negociação para que os participantes operem nos finais de semana. Neste caso, além de 100% do valor negociado na sexta-feira (já conhecido), o participante deve ter, em conta de garantia, um saldo para suportar as negociações de sábado e domingo, que serão liquidadas apenas na segunda-feira.

Sob a hipótese de que a volatilidade para contratos M+0 de 39,1% ao mês é uma boa aproximação para o mercado diário (*spot*) e que a volatilidade é proporcional a dt1/2, o que torna o processo de difusão do preço compatível a um Movimento Geométrico Browniano (MGB), é possível calcular a volatilidade para um e dois dias, conforme demonstrado, respectivamente, nas equações 1 e 2.

$$\boldsymbol{Vol.1\ dia = Vol.Mensal\sqrt{1/30} = 39,06\%\sqrt{1/30} = 7,13\%} \quad \textbf{(1)}$$

$$\boldsymbol{Vol.2\ dias = Vol.Mensal\sqrt{2/30} = 39,06\%\sqrt{2/30} = 10,09\%} \ \textbf{(2)}$$

Vol. 1 dia é a volatilidade para um dia dos retornos do contrato de energia;

Vol. 2 dias é a volatilidade para dois dias dos retornos do contrato de energia; e

Vol. Mensal é a volatilidade para um mês dos retornos do contrato de energia.

4 M+0 são contratos com duração de um mês com entrega imediata e M+1 são contratos de um mês com entrega a partir do primeiro dia do próximo mês. Analogamente, A+0 são contratos de um ano com entrega imediata e A+1 são contratos de um ano com entrega a partir de 1° de janeiro do próximo ano.

5 Vértices de tempo são os períodos de tempo dos contratos.

Considerando o mesmo nível de confiança utilizado na metodologia CORE da B3 de 99,96%, o preço pode subir 28,72% em um dia e 42,91% em dois dias. Desta forma, a margem exigida em conta na sexta-feira, que permitiria a negociação no final de semana e a liquidação na segunda-feira seguinte, seria de 371,63% do preço de fechamento naquele dia, sendo 100% referente ao preço de sexta-feira (liquidação da negociação da sexta feira), 128,72% referente ao preço de sábado e 142,91% para o preço de domingo. Em outras palavras, uma empresa que pretende comprar 1 MWh por dia deve manter a garantia do equivalente a 3,7163 MWh para obter limite que a habilite operar durante o final de semana.

Para obter os valores no pior cenário, foi identificado o Z score que representa 99,98% da distribuição, o qual equivale a 3,5400838. Após a identificação do Z apropriado, encontrou-se o valor a ser observado na verdadeira distribuição.

$$\boldsymbol{z} = (\boldsymbol{x} - \mu)/\boldsymbol{\sigma}$$

Rearrumando os termos, tem-se:

$$\boldsymbol{x} = \boldsymbol{z} * \boldsymbol{\sigma} + \mu$$

Onde:

z é 3,5400838 (99,98% acumulado);

x é LN(preço final/preço inicial);

μ é a média da distribuição não padronizada, no caso, LN(100%) = 0; e

σ é o desvio padrão compatível com o tempo.

Para o primeiro dia, tem-se = 7,131477%, logo:

$$\boldsymbol{x} = 3{,}5400838 * 7{,}131477\% + 1 = \ 1{,}2524576$$

Isso equivale a um Log retorno de 25,24%, a partir do qual, ao ser convertido para o retorno linear, se tem:

$$\boldsymbol{EXP}\left(\boldsymbol{LN}\left(\frac{\boldsymbol{P}1}{\boldsymbol{P}0}\right) - 1\right) - 1 = 28{,}72\%$$

O mesmo procedimento foi utilizado para obter o valor do segundo dia, com a diferença de que o desvio padrão utilizado foi de = 10,085432%%.

Com base na curva de preços estimada para os contratos de fornecimento de energia em 01/06/2019 e na expectativa do volume energia a ser consumido nos 12 meses seguintes[6], o valor total dos contratos negociados no mercado seria de R$ 81,5

6 Com base em informações divulgadas pela EPE na planilha de Consumo Mensal de Energia por classe, disponibilizada na área de Dados Abertos de seu site.

bilhões, o que determinaria uma exigência de, aproximadamente, R$ 934,6 milhões de margens de garantia, equivalente a 1,15% do volume do período.

Considerando um custo de capital para as empresas de energia de 11,02%[7] e um retorno de 3,00% (Selic do dia 01/06/2019) para títulos que pagam CDI e que podem ser aceitos como garantias, o custo anual da manutenção desse nível de garantia seria de R$ 82,9 milhões, o que equivaleria a 0,10% do valor negociado em 12 meses. Trata-se de um custo com garantias que pode ser considerado bastante baixo, tendo em vista que as operações são garantidas para uma CCP e não estão sujeitas, portanto, a risco de crédito.

Como os níveis de preço podem variar consideravelmente entre um período e outro, existe a possibilidade de o nível de garantia depositado não ser suficiente e o agente ser obrigado a fazer um depósito adicional de garantias (chamada de margem). Isso representa um risco de liquidez para os participantes, uma vez que o agente pode não ser capaz de manter suas posições abertas se não cobrir a chamada de margem.

Em um cenário extremo, no qual, nos 12 meses seguintes, os contratos fossem negociados ao preço teto do PLD, na época cotado a R$ 505,18, o total de garantia necessária subiria para R$ 1,939 bilhão, representando 2,38% do consumo do período valorado pela curva de preço de 01/06/2019. O custo, neste caso, passaria para R$ 171,8 milhões ou 2,38% do valor negociado em 12 meses. Novamente, trata-se de um valor baixo com relação ao tamanho do mercado.

A diferença entre o cenário esperado e o caso mais extremo possível também pode ser considerada para dimensionar o tamanho das garantias em cascatas – níveis de garantias que vão além do participante inadimplente, atingindo o agente de liquidação e, até mesmo, a própria Contraparte Central. Isso é possível, pois para o mercado físico de energia o preço de referência, o PLD, tem um limite máximo e mínimo.

6.2. GARANTIAS NO MERCADO DE DERIVATIVOS FINANCEIROS DE ENERGIA

Para o MDE, o exercício de cálculo do volume de garantias agregados será realizado com contratos futuros padronizados. Os contratos mais negociados no BBCE são de um mês com 1 MW médio e, portanto, o volume padrão de energia é o número de horas do mês em MWh. Assim, supondo que os contratos padronizados de um mês foram negociados ao valor da curva de preços em 01/06/2019, seus valores seriam os apresentados no Quadro 3, a seguir.

7 WACC regulatório para distribuidoras de energia.

Quadro 3: Valor de face dos contratos de energia mensais, no período de junho de 2019 a maio de 2020

Contrato	Volume MWh	Preço R$/MWh	Valor do contrato	Garantia - Vendido - %	Garantia - Vendido - R$	Garantia - Comprado - %	Garantia - Comprado - R$
MEN JUN19	720	196,55	141.516,66	42,91%	60.722,35	30,03%	42.490,44
MEN JUL19	744	192,49	143.215,89	33,59%	48.100,70	25,14%	36.007,25
MEN AGO19	744	190,69	141.873,92	28,08%	39.831,45	21,92%	31.100,04
MEN SET19	720	187,42	134.942,31	21,57%	29.104,02	17,74%	23.940,58
MEN OUT19	744	194,36	144.600,14	20,09%	29.044,99	16,73%	24.186,74
MEN NOV19	720	189,26	136.264,09	18,62%	25.376,64	15,70%	21.392,66
MEN DEZ19	744	180,45	134.251,49	17,18%	23.061,29	14,66%	19.680,62
MEN JAN20	744	162,27	120.725,29	15,75%	19.014,04	13,61%	16.426,84
MEN FEV20	696	147,42	102.604,93	14,34%	14.712,93	12,54%	12.867,77
MEN MAR20	744	142,99	106.387,43	12,95%	13.773,07	11,46%	12.194,37
MEN ABR20	720	141,14	101.622,28	11,57%	11.757,56	10,37%	10.538,30
MEN MAI20	744	132,53	98.603,65	14,70%	14.489,88	12,81%	12.633,39
Total			1.506.608,09	21,84%	328.988,93	17,49%	263.459,00

Fonte: Elaboração própria.

Tendo em vista o mesmo nível de confiança de 99,96% e as volatilidades de cada vértice, bem como supondo que a Contraparte Central necessita de dois dias para identificação e liquidação total da carteira inadimplente, cada contrato deverá exigir um nível de garantia diferente, conforme demonstrado no Quadro 4.

Quadro 4: Valores de garantia calculados para os contratos de energia mensais, no período de junho de 2019 a maio de 2020

Contrato	Volume MWh	Preço R$/MWh	Valor do contrato R$
MEN JUN19	720	196,55	141.517
MEN JUL19	744	192,49	143.216
MEN AGO19	744	190,69	141.874
MEN SET19	720	187,42	134.942
MEN OUT19	744	194,36	144.600
MEN NOV19	720	189,26	136.264
MEN DEZ19	744	180,45	134.251
MEN JAN20	744	162,27	120.725
MEN FEV20	696	147,42	102.605
MEN MAR20	744	142,99	106.387
MEN ABR20	720	141,14	101.622
MEN MAI20	744	132,53	98.604
Total			**1.506.608**

Fonte: Elaboração própria.

Considerando os registros de negócios no BBCE, em junho de 2019, dos contratos de até seis meses (95% da energia negociada) de energia convencional para a Região Sudeste, foi montada uma carteira média hipotética do mercado. Deste

modo, tendo em vista o consumo de 12 meses divulgado pela EPE, a carteira média do BBCE (proporções dos vértices) e um volume negociado no mês equivalente a cinco vezes o tamanho do mercado no contrato mais negociado (o contrato MEN AGO19), foi possível estimar o volume total negociado no mês de junho de 2019, apresentado no Quadro 5.

Quadro 5: Volume negociado estimado para o mês de junho 2019

Contrato	Mercado Físico MWh	Carteira BBCEV	olume MWh (5x)	# Contratos	Valor Negociado no Mês Milhões R$
MEN JUN19	38.388.582	7,8%	50.618.682	70.304	9.949
MEN JUL19	38.282.046	24,5%	159.607.249	214.526	30.724
MEN AGO19	38.574.532	29,6%	192.872.660	259.237	36.779
MEN SET19	39.193.678	19,5%	126.826.254	176.148	23.770
MEN OUT19	41.001.503	9,8%	64.091.194	86.144	12.456
MEN NOV19	41.722.268	4,3%	27.939.597	38.805	5.288
MEN DEZ19	40.736.632	4,4%	28.809.844	38.723	5.199
Total			**650.765.479**	**883.887**	**124.164**

Fonte: Elaboração própria.

Neste exemplo, o volume de contratos negociados seria de R$ 124,16 bilhões em junho de 2019. Entretanto, não é razoável, para efeito de cálculo de garantias, que todos os contratos negociados ao longo de um mês se mantenham abertos. Por isso, foram considerados três tipos de agentes e supostos comportamentos distintos para cada um deles, com implicações para as necessidades de garantias.

Supõe-se que o participante do mercado físico (*hedge*) toma posição direcional equivalente a uma vez este mercado e, por isso, deve depositar garantias proporcionais a 100% do volume negociado. Por outro lado, supõe-se que o arbitrador negocia o equivalente a uma vez o mercado físico, mas não mantém posições direcionais e, portanto, não possui quantidades significativas de garantias depositadas. Finalmente, na hipótese, o especulador movimenta três vezes o mercado físico, mas renegocia toda a sua carteira a cada semana e, por consequência, deve manter, aproximadamente, apenas 25% do valor movimentado coberto por garantias.

Desta forma, o volume negociado por agente é distribuído de acordo com o Quadro 6, abaixo.

Quadro 6: Volume negociado por tipo agente

Contrato	Valor Negociado R$mm	Valor Negociado Hedge R$mm	Valor Negociado Arbitrador R$mm	Valor Negociado Especulador R$mm
MEN JUN19	9.949	1.990	1.990	5.969
MEN JUL19	30.724	6.145	6.145	18.434
MEN AGO19	36.779	7.356	7.356	22.067
MEN SET19	23.770	4.754	4.754	14.262
MEN OUT19	12.456	2.491	2.491	7.474
MEN NOV19	5.288	1.058	1.058	3.173
MEN DEZ19	5.199	1.040	1.040	3.119
Total	**124.164**	**24.833**	**24.833**	**74.499**

Fonte: Elaboração própria.

Com base no volume negociado, foi estimado o valor das posições em aberto, exibido no Quadro 7, a seguir.

Quadro 7: Volume em aberto por tipo agente

Contrato	Valor em aberto R$mm	Valor em aberto Hedge R$mm	Valor em aberto Arbitrador	Valor em aberto Especulador R$mm
MEN JUN19	3.482	1.990	-	1.492
MEN JUL19	10.753	6.145	-	4.609
MEN AGO19	12.873	7.356	-	5.517
MEN SET198	8.319	4.754	-	3.565
MEN OUT19	4.360	2.491	-	1.868
MEN NOV19	1.851	1.058	-	793
MEN DEZ19	1.820	1.040	-	780
Total	**43.457**	**24.833**	**-**	**18.625**

Fonte: Elaboração própria.

Assim, a partir do valor em aberto, é possível determinar o nível de garantia exigido, apresentado, abaixo, no Quadro 8.

Quadro 8: Garantia exigida

Contrato	Valor em aberto R$mm	Garantia - vendido R$mm	Garantia - comprado R$mm	Total de Garantias depositadas R$mm
MEN JUN19	3.482	1.494	1.046	2.540
MEN JUL19	10.753	3.612	2.704	6.315
MEN AGO19	12.873	3.614	2.822	6.436
MEN SET19	8.319	1.794	1.476	3.270
MEN OUT19	4.360	876	729	1.605
MEN NOV19	1.851	345	291	635
MEN DEZ19	1.820	313	267	579
Total	**43.457**	**12.047**	**9.333**	**21.380**

Fonte: Elaboração própria.

Constata-se que a exigência total de garantias é de R$ 21,38 bilhões ou 17,2% do volume total negociado no período. Deste total, R$ 12,22 bilhões ou 57,14% são exigidos do agente com perfil de *hedge*.

Quadro 9: Garantia exigida agente com perfil de *hedge*

Contrato	Valor em aberto hedge R$mm	Garantia - vendido R$mm	Garantia - comprado R$mm	Total de Garantias depositadas hedge R$mm
MEN JUN19	1.990	854	597	1.451
MEN JUL19	6.145	2.064	1.545	3.609
MEN AGO19	7.356	2.065	1.612	3.678
MEN SET19	4.754	1.025	843	1.869
MEN OUT19	2.491	500	417	917
MEN NOV19	1.058	197	166	363
MEN DEZ19	1.040	179	152	331
Total	**24.833**	**6.884**	**5.333**	**12.217**

Fonte: Elaboração própria.

Supondo o mesmo custo de capital e retorno de títulos que podem ser depositados como garantia que foi utilizado no exemplo sobre o custo no MEE, chega-se a um custo anual de R$ 1,895 bilhão para manter o nível de garantias de junho 2019 por 12 meses. Como 57,14% do custo são dos agentes com perfil de *hedge*, o custo anual destes participantes é de R$ 1,083 bilhão, o que equivale a 1,33% do volume anual do mercado físico.

Um terceiro exercício consiste em estimar o nível de confiança que estaria sendo coberto se determinado agente entrasse em uma negociação bilateral, assumindo uma posição comprada em uma carteira de um ano (uma unidade de cada um dos 12 contratos mensais), e fosse exigido um doze avos do valor do contrato como garantia. Nesta hipótese, considerando o valor do contrato de R$ 1.506.608,09, o total de garantias depositadas seria de R$ 125.550,67, uma redução 52,35% da necessidade de garantias iniciais com relação à bolsa.

Esse valor cobriria a necessidade de garantias de uma carteira com uma unidade de cada um dos 12 contratos analisados, se o nível de confiança exigido fosse de 91,92% (unicaudal). Em outras palavras, a garantia não seria suficiente para cobrir o risco de variação de preços em 8,08% dos casos, ao invés de 0,02% referente ao nível praticado pela B3. Esta menor exigência de garantias é consistente com uma transação bilateral em que as partes concordam em correr o risco de crédito da contraparte, com a requisição, contudo, de depósitos de garantias para mitigar o risco de crédito.

7. CONCLUSÕES

A infraestrutura de mercado proposta no Capítulo 4 foi desenhada para proporcionar segurança às transações do mercado elétrico e, deste modo, endereçar o problema de fragilidade financeira recorrente. Evidentemente, um maior nível de segurança envolve custos e este Capítulo teve como objetivo estima-los.

A principal inovação proposta, o Mercado de Energia Elétrica, destinado à negociação de energia física, foi desenhada de forma a requerer o depósito de garantias apenas pelos agentes com posição líquida devedora – consumidores e seus representantes, sobretudo. De acordo com as estimativas realizadas neste estudo, o volume de garantias exigido é baixo, de 1,15% do volume financeiro negociado em 12 meses.

Além disso, destaca-se que o custo dessas garantias, considerado como a diferença entre o custo médio de capital dos agentes e o rendimento das garantias (CDI líquido de imposto de renda), é de meros 0,1% do valor total da energia comercializada em um ano. Em casos extremos, em que o PLD estacione no teto continuamente, a necessidade de garantias mais do que dobra. Porém, ainda assim, o custo das garantias relativo ao volume financeiro comercializado permanece pequeno em termos proporcionais.

Já o custo das garantias necessárias para operar no Mercado de Derivativos Financeiros de Energia, com Contraparte Central, está em linha com os custos para operar com derivativos para outros ativos com volatilidade expressiva, como ações, por exemplo. Como as garantias são calculadas para estes mercados com base na exposição líquida da carteira de cada agente, algo difícil de obter, o custo total incorrido pelo mercado como um todo não pode ser estimado com precisão.

Uma conta indicativa, supondo que o volume de derivativos é de cinco vezes o mercado físico, que os produtos em carteira dos agentes reproduzem a carteira do BBCE e que os participantes se distribuem em 20% de arbitradores, 20% de agentes que fazem *hedge* e 60% de agentes com posições direcionais de curto prazo (especuladores), chegou-se a uma estimativa de custo (diferença entre custo do capital e rendimento das garantias) de R$ 1,895 bilhão para o MDE e de R$ 1,083 bilhão para os agentes que fazem *hedge*. Nota-se que o custo para os agentes de *hedge* equivale a 1,33% do valor negociado no mercado físico.

Finalmente, destaca-se que um mercado de derivativos com CCP tende a ser atraente para os agentes que realizam negociação em alta frequência, como arbitradores, por exemplo, ou agentes que realizam *day trade*, uma vez que a necessidade de garantias é calculada com base na exposição líquida da carteira e não no volume transacionado.

As operações em mercado de balcão organizado, por outro lado, podem admitir vários desenhos de garantias. Todavia, supondo que as garantias sejam definidas contrato a contrato, negociadores de alta frequência tenderiam a evitar esta opção de negociação. Já agentes com interesse em manter uma exposição direcional por prazos prolongados, como consumidores ou geradores, podem preferir operações em mercado de balcão, que geralmente requerem volumes mais baixos de garantias em relação ao valor da operação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2021). **Consumo de Energia Elétrica**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica.

Figueiredo, A. C. (2006). **Introdução aos derivativos**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, p. 155.

Fortuna, E. (2010). **Mercado financeiro: Produtos e serviços**. 17ª ed., rev., atual. e ampl. Rio de Janeiro: Qualitymark, p. 833.

Hull, J. C. (2009). **Fundamentos dos mercados futuros e de opções**. Tradução: Marco Aurélio Teixeira. São Paulo: BM&F/BOVESPA.

Instituto Educacional BM&F/BOVESPA (2017). **Manual de Administração de Risco da Câmara de Compensação e Liquidação da BM&F/BOVESPA**. São Paulo. Disponível em: http://www.b3.com.br/data/files/97/10/D4/58/586BB510CAF42BB-5790D8AA8/Manual%20de%20Administracao%20de%20Risco%20da%20Camara%20BMFBOVESPA.pdf.

Instituto Educacional BM&F/BOVESPA (2017). **Por Dentro da BM&F/BOVESPA**. São Paulo. Disponível em: http://bvmf.bmfbovespa.com.br/pt-br/download/Livro-PQO.pdf.

MRTS Consultoria em Engenharia; FUSP, Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo (2015). **Sistema Computacional para Precificação de Contratos Bilaterais de Energia Elétrica, com o suporte de algoritmos genéticos e técnicas avançadas de previsão de preços de médio e longo prazos**. Relatório Final do Projeto de P&D ANEEL PD-0387-0312/2012. Proponente Duke Energy International - Geração Paranapanema, São Paulo, Julho de 2015.

