



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 Dorado

Organização
Nivalde Castro e Roberto Brandão

ISBN: 978-85-7197-020-5

projetobolsadeenergia.com.br

Novembro de 2019

Sumário

Introdução.....	2
1. Regulação elétrica e regulação financeira em mercados atacadistas de energia	4
1.1. Regulação elétrica e regulação financeira	6
2. Desenho dos mercados atacadistas europeus e americanos	10
3. O mercado elétrico atacadista europeu.....	19
3.1. Regulação dos mercados de energia: Comissão Europeia	20
3.2. Bolsas físicas mercantis e bolsas reguladas.....	23
3.3. Regulação financeira europeia para os mercados de energia	26
3.3.1 A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFID).....	27
3.3.2 A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros II (MiFID II) e a Regulação de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFIR).....	27
3.3.3 Infraestrutura de Regulação de Mercados Europeus (EMIR) e Autoridade Europeia de Valores Mobiliários e Mercados (ESMA).....	29
3.3.4 Regulação para Integridade e Transparência dos Mercados Atacadistas de Energia (REMIT).....	31
4. O mercado elétrico atacadista norte-americano.....	32
4.1. Regulação dos mercados atacadistas físicos	37
4.2. Competência regulatória sobre o mercado de energia	41
5. Implicações para o caso brasileiro.....	45
5.1. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada	46
5.2. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre	46
5.3. Lastro e energia	49
5.4. Política de crédito	49
5.5. Criação de um mercado ambiente de negociação seguro no Brasil.....	52
Bibliografia.....	56

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 termoeletricas 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, levando muitos agentes a ficarem 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 judiciais¹. 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, conseqüentemente, 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, em que o risco hidrológico passou a ser arcado pelas distribuidoras. Durante a crise hidrológica, algo análogo ocorreu com a energia de Itaipu e, posteriormente, com as hidroelétricas que comercializam energia com o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as quais tiveram a

¹ Em 2018, os valores efetivamente pagos na CCEE mensalmente foram em média R\$ 1,65 bilhões. 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 bilhões (CCEE, InfoMercado, www.ccee.org.br). Cabe ressaltar que os montantes não pagos em um mês por qualquer razão são contabilizados novamente no mês seguinte. Assim, se um agente fica inadimplente por vários meses, o mesmo valor é contabilizado novamente, inflando o número de inadimplência média no ano.

oportunidade de repactuar o risco hidrológico, transferindo-o, mediante desconto, ao consumidor.

Com a crise hidrológica, as tarifas de distribuição apresentaram 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 2018. Há uma expectativa de crescimento adicional do mercado livre, sobretudo caso as condições de acesso sejam flexibilizadas, como vem sendo discutido e consta na Minuta de Projeto de Lei originada da Consulta Pública nº 33/2017 - CP 33, 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 sua contribuição à CP 33, 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 (IMFs), nomeadamente bolsas e *clearings*, para o gerenciamento de pagamentos de garantias e de risco no mercado de energia. O referido texto contém um primeiro esforço de um roteiro de adaptações necessárias ao modelo de comercialização vigente, a fim de torná-lo compatível à utilização das IMFs e da regulação financeira brasileira.

O presente texto apresenta faz um apanhado de experiências internacionais relevantes de estruturação de mercados de energia. Ele apresenta as características básicas, a regulação e a infraestrutura financeira dos mercados de energia da Europa e dos EUA.

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 de uma situação bastante diversa da realidade brasileira, em que o mercado de energia está todo sob a égide da regulação elétrica, utilizando uma infraestrutura financeira frágil.

O texto está estruturado da seguinte forma. A relação entre regulação financeira e regulação elétrica em mercados de energia é apresentada na Seção 1. 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 ela incide sobre transações relacionadas à energia. A Seção 4 apresenta as características centrais dos mercados americanos de energia e a Seção 5 trata de 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. Trata-se de uma situação diferente do que ocorre, hoje, no Brasil, onde o mercado elétrico é regulado inteiramente no âmbito da regulação elétrica.

Tanto na Europa, como nos EUA, o mais comum é que os mercados físicos de energia (*spot*) estejam sujeitos apenas à regulação elétrica. Trata-se de ambientes em que os agentes fazem ofertas de preços e 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 mercados físicos de energia costumam ter 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.

É importante destacar que, 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 monitoramento dos reguladores financeiros. *A regulação financeira para derivativos de energia e para contratos 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 da 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, com regulação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Já o despacho é definido pelo Operador Nacional do Sistema (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. O regulador elétrico trata, apenas, da regulação técnica e de aspectos ligados à competição, no caso das atividades de geração e comercialização.

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. As tarifas dos consumidores regulados são calculadas de modo que a empresa aufera esta receita ao longo de um ano.

No que diz respeito à supervisão financeira, esta 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) é uma atividade que, em ambientes de mercado, pode ser desempenhada 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 tem um bom histórico em desenhar um sistema de pagamentos e garantias robusto, como foi visto na seção de introdução. 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.

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. A supervisão financeira dos bancos 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, tanto para proporcionar um ambiente de mercado seguro para as instituições financeiras, como para prevenir que um agente qualquer se exponha a riscos que não seja capaz de suportar, o que, novamente, pode acarretar prejuízos para terceiros e, ao fim, para 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) e (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. 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 mercado².

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.

A supervisão financeira comumente adota a prática de *marcação a mercado* dos ativos dos agentes, isto é, eles 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

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 pelo 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 intervenção nele. Mais recentemente, a regulação financeira se sofisticou ainda mais e passou a contemplar outros tipos de risco, como o de mercado e o operacional. Tudo mais constante, a regulação financeira atual exige dos bancos capital para suportar uma maior gama de riscos do que no Acordo de Basileia original.

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. Exige-se que estes ativos estejam segregados, seja na forma de depósitos compulsórios (certa percentagem dos depósitos à vista e a prazo dos bancos que deve necessariamente ser depositada no Banco Central), seja na forma de ativos vinculados, como é o caso dos depósitos de garantias nas *clearings* financeiras. Destaca-se que as garantias das *clearings* ficam vinculadas às operações que garantem, o que ocorre mesmo caso o agente sofra intervenção, liquidação ou entre em recuperação judicial.

O mercado atacadista de energia brasileiro é, hoje, regido estritamente pela legislação do setor elétrico. A peça legal fundamental é a Lei nº 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004. A regulamentação do mercado de energia é de atribuição da ANEEL, através da convenção de comercialização, das regras de comercialização 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 muito longo prazo, nos Leilões de Energia Nova, para o mercado regulado, 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.

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), 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:

- a) A *contratação de médio e longo prazo* dentro ou fora de bolsa é objeto de regulação financeira. Parte desta contratação é feita em bolsas de *commodities*, através da negociação de contratos futuros e contratos a termo e opções, e está sujeita à regulação financeira. 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. Esta demanda por fornecimento de informações sobre a contratação de energia a prazo se intensificou após a crise financeira de 2008, de forma que, hoje, 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 Seção 3.3.4).
- b) Os *mercados diário e intradiário*³. 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.

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 a 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 dos 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).

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 e regulação elétrica do país onde estão constituídas, como é o caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e do NordPool, e possuem as tarifas de seus serviços definidas pelos reguladores. Em outros casos, trata-se de bolsas mercantis, ou seja, que visam o lucro e não possuem tarifas reguladas (ver Subseção 3.2).

- c) Os *mercados de balanço* (real time) permitem o ajuste em tempo real da geração à carga e são geridos por cada operador do sistema, isto é, 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.

Figura 1: Estrutura dos Mercados Atacadistas Europeus



Fonte: EDP Brasil.

Nos *mercados financeiros*, isto é, 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. Normalmente, tais contratos são puramente financeiros,

logo não envolvem entrega física de energia⁴, sendo liquidados em dinheiro e 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, com isso, 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 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 em um operador do mercado elétrico⁵. 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, permitindo a supervisão de eventuais práticas anticompetitivas e a prevenção da montagem de posições excessivamente alavancadas.

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 a agentes financeiros interessados em prover liquidez e *hedge* para os demais agentes de mercado.

⁵ Destaca-se que também existem contratos bilaterais físicos. Todos os mercados europeus de porte relevante funcionam no regime de *net-pool*, ou seja, em que contratos físicos são considerados para efeito da determinação do despacho. Estes contratos podem tanto ser contratos bilaterais, como contratos internos entre empresas de grupos verticalizados. Para serem considerados no mercado diário e na determinação do despacho, estes 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.

Nos mercados físicos de energia europeus (mercado do dia seguinte e intradiário), há 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, em cada uma das regiões atendidas pelo mesmo. 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. Após o leilão do dia seguinte, os agentes ainda têm oportunidade de ajustar suas posições no mercado intradiário.

Destaca-se que os mercados diários e intradiários de todos os principais mercados europeus se encontram, hoje, acoplados, o que quer dizer que os lances do lado da oferta ou da demanda de um mercado podem compor, tanto o suprimento local, como, se houver capacidade de transmissão, atender a 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 a que 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 a que ela está subordinada. Entretanto, neste caso, também não há homogeneidade, pois embora não seja obrigatório, é facultado o uso de infraestruturas do mercado financeiro para gestão de pagamentos e garantias⁶.

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

⁶ A exceção é de mercados físicos servidos pela *European Commodity Clearing* (ECC), uma *clearing* financeira utilizada tanto por mercados físicos, como mercados de *commodities* energéticas pertencentes à *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.

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, que em tudo se assemelha às *clearings* financeiras e que, 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, operador do mercado diário e intradiário ibérico, 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 licenças 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. 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. Assim, os agentes europeus que operem 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 em uma padronização das formas como os operadores acionam estes recursos e dos sistemas que disponibilizam as ofertas de preços e quantidades dos agentes, estabelecendo-se os mesmos intervalos para ordens de despacho e o tempo de liquidação para os diversos mercados nacionais⁷ (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 americanos.

Já o desenho básico dos mercados físicos americanos tem várias diferenças em relação ao europeu. Nos EUA, cada mercado *spot* tem um operador do sistema que é também o operador do mercado (ver Subseção 4.1). Com isso, o desenho dos mercados físicos é mais simples do que o europeu, tendo em vista 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

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.

conjunto de regras de liquidação e de aporte de garantias para os mercados físicos, diferentemente do que ocorre na Europa.

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

Nota-se que as políticas de garantias e 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 nº 741, que estabelece parâmetros mínimos para procedimentos associados a garantias (ver Subseção 4.1). Os mercados americanos adotam 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 casos de inadimplência de um agente, há o compartilhamento das perdas entre os demais agentes.

Outro ponto distintivo dos mercados americanos é o uso dos preços marginais locais, calculados pelo operador do sistema/mercado. Na Europa, os mercados físicos tendem a representar as restrições de rede de forma simplificada. Isto é importante para o desenho de um mercado físico que, como o Europeu, está 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. Isso tem consequências para as bolsas de *commodities* americanas, as quais, 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	<p>Mercados spot são regionais e interligados</p> <p>Há crescente integração entre os mercados regionais</p> <p>Operador do Sistema normalmente é nacional</p>	<p>Mercados spot são regionais</p> <p>-</p> <p>Operador do sistema é o operador do mercado</p>
Estrutura dos operadores de mercado	<p>Há bolsas mercantis e outras reguladas pelo custo do serviço. A diversidade da estruturação reflete o fato da criação de cada mercado ter ocorrido respeitando a legislação e regulação dos países de origem</p>	<p>Operadores são entidades sem fins lucrativos com tarifas reguladas pela FERC.</p>
Ambientes de transação	<p>Operador do Mercado é responsável pelos mercados diário e intradiário, que negociam contratos a termo</p> <p>Operador do Sistema administra o mercado de balanço</p>	<p>Agentes fazem ofertas de preços para o mercado diário. Operador do sistema faz a programação diária com base nestes preços</p> <p>Ofertas para mercado diário também são utilizados para o mercado de tempo real</p>
Preços	<p>Preços são formados em mercado. Mercado diário e intradiário são por área, isto é, com uma representação simplificada da rede, mas que dá maior liquidez aos leilões</p>	<p>São adotados preços marginais locais, calculados por um programa que representa a rede de forma granular, utilizando dados técnicos e econômicos dos agentes</p>

	Europa	EUA
Política de crédito	<p>Tanto nos EUA como na Europa, mercados spot podem organizar seus sistemas de pagamentos e garantias à margem da regulação financeira.</p> <p>Política de crédito incorpora alguns princípios da regulação financeira:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Depósito prévio de garantias; - Cálculo de margens; - Garantias são normalmente baratas para agentes; - Operador do Mercado desempenha o papel de contraparte central simplificada, que não garante as transações - há compartilhamento de perdas com inadimplência <p>Na Europa há exceções. NordPool Spot tem um sistema de garantias semelhante a uma clearing financeira. Mercados spot atendidos pela European Commodity Clearing (ECC, do Grupo EEX) usam uma clearing financeira.</p>	

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 regional dos mercados, o aparato regulatório no nível europeu está direcionado para a progressiva construção de um mercado elétrico continental, através da integração dos mercados. 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, em que 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:

- i) 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; e
- ii) As normas que disciplinam a estruturação e o funcionamento dos mercados regionais de eletricidade no atacado e 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 ponto 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:

- i) Emissão de diretivas comunitárias, requerendo dos Estados membros o cumprimento de objetivos dentro de um plano de liberalização dos mercados elétricos; e
- ii) Melhorias na integração entre os mercados nacionais, tanto por meio do aperfeiçoamento das regras de comércio internacional de energia, quanto no reforço às linhas de transmissão transfronteiriças (Jamasp & 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 nº 92/1996 e 54/2003 tiveram foco no desmembramento da indústria e na gradual abertura do

mercado (Jamash & 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. O regulamento tinha como objetivo central estabelecer regras igualitárias no âmbito do comércio transfronteiriço, regras de atribuição de capacidades de interligação disponíveis entre as redes de transporte nacionais e a harmonização das tarifas de transporte.

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 integrado⁹.

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

⁸ A Diretiva n° 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:

- a) A separação dos operadores do sistema de transmissão e distribuição do resto da indústria;
- b) A livre entrada de novos agentes no segmento de geração;
- c) O monitoramento de práticas competitivas no fornecimento;
- d) A abertura total do mercado;
- e) A promoção de energias renováveis;
- f) O fortalecimento do papel do órgão regulador; e
- g) A constituição de um Mercado Europeu Único.

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. Ver a exposição de motivos do Regulamento da Comissão Europeia n° 714/2009. Ver, também, 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 17° do Regulamento (CE) n° 1/2003 sobre os sectores europeus do gás e da eletricidade (relatório final)*”.

transfronteiriço de eletricidade, assegurando a gestão otimizada, a exploração coordenada e uma consistente evolução técnica da rede europeia de transporte de eletricidade.

Posteriormente, a Comissão Europeia lançou o Regulamento n° 1.222/2015, que buscou aperfeiçoar as orientações dispostas 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 os mercados *spot* e a contratação financeira, seja ela feita em bolsas de derivativos, em mercados de balcão ou em contratos bilaterais.

A última fronteira à integração dos mercados é a integração dos mercados de balanço dos diversos operadores de sistema, a qual se encontra em fase de progressiva implantação. 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 (Eslovénia e Sérvia), EXAA (Áustria), EEX (Alemanha), OTE (República Checa), PolPX (Polónia), Powernext (França) e PXE (República Checa e Eslováquia). Em um segundo momento, 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 aprovados 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, estão sujeitas à regulação econômica. Exemplos são: GME (Itália), HUPX (Hungria),

OMIE (Espanha e Portugal), OPCOM (Roménia) Power Pool (Grécia) e SEMO (Irlanda).

O que está na origem deste tipo de bolsa de energia é a iniciativa pública ou uma iniciativa 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, foram os operadores do sistema de transmissão que 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 portefólio 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. 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, 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, características de monopólio natural, tendo em vista 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 aí 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 outro 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 do Mercado Único de Eletricidade europeu. Ao permitir as transações de energia até uma hora antes da entrega, o XBID constitui 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, Estónia, Finlândia, França, Alemanha, Letónia, Lituânia, Noruega, Holanda, Portugal, Espanha e

Suécia. As bolsas de energia envolvidas nesta iniciativa foram a 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, foi estabelecido um conjunto de regras visando 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, conseqüentemente, para as transações envolvendo mercados de energia. 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.

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 analisado o mecanismo regulatório criado especificamente no âmbito dos mercados de energia, a REMIT.

Observa-se que, no que diz 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 e contratações bilaterais fora de ambientes organizados.

3.3.1 *A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFID)*

A Diretiva de Mercados e Instrumentos Financeiros 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. 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. A MiFID também 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 (MiFID II) e a Regulação de Mercados e Instrumentos Financeiros (MiFIR)*

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 um dos objetivos da MiFID II é a restauração da credibilidade e da funcionalidade dos sistemas financeiros, após a exposição de suas deficiências, em função da crise de 2008 e seus desdobramentos. Além de aumentar o rigor da regulação das transações em mercados financeiros da União Europeia, o MiFID II abrange uma gama maior de produtos financeiros do que o MiFID¹⁰.

No âmbito da MiFID II, foi criada uma regulação específica denominada 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:

- A divulgação de dados relativos às operações realizadas nos mercados para o público em geral;
- A divulgação de dados das operações para entidades reguladoras e supervisoras;
- A determinação de que as negociações de produtos financeiros ocorram em ambientes específicos; e
- A eliminação de barreiras entre as plataformas de negociação e as entidades prestadoras de serviços de compensação, de modo a preservar maiores níveis de concorrência.

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

- 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.

Adicionalmente, destaca-se que, de acordo com a Regulação nº 565/2017, os contratos *spot* são isentos do arcabouço estabelecido pelo 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 *Infraestrutura de Regulação de Mercados Europeus (EMIR) e Autoridade Europeia de Valores Mobiliários e Mercados (ESMA)*

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:

- Aumentar a transparência nos mercados de derivativos de balcão;
- Mitigar riscos de crédito; e
- 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 transações¹¹, ficando disponíveis às autoridades incumbidas de tarefas de supervisão. Além disso, tanto as transações de OTC, quanto os derivativos listados em bolsa devem ter suas posições agregadas publicadas por classe de derivativo. Destaca-se, ainda, a atuação da Autoridade Europeia de Valores Mobiliários e Mercados (ESMA, na sigla

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

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 de modo a 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 Compensação¹² (CCP, na sigla em inglês). As CCPs devem atuar de acordo com requisitos rigorosos prudenciais, organizacionais e de conduta de negócios. Um exemplo de uma *clearing* regida pelo 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

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.

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).

3.3.4 Regulação para Integridade e Transparência dos Mercados Atacadistas de Energia (REMIT)

A REMIT é um arcabouço regulatório adotado em 2011, voltado especificamente para mercados de energia, com o objetivo de aumentar a estabilidade e a transparência destes mercados (Regulação EU nº 1.227/2011). O REMIT tem o objetivo de 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, o 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:

- A definição de abuso de mercado, o que inclui tentativas de manipulação por parte de agentes e *insider trading*;
- A proibição explícita do abuso do poder de mercado;
- A obrigação de que os participantes do mercado de energia se registrem na agência regulatória nacional competente, que compartilha as informações sobre agentes com a ACER;
- O requerimento de divulgação, por parte dos agentes participantes, de suas transações no mercado de energia; e
- A obrigação, para as firmas 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, na 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 do REMIT, o mesmo se aplicando a transações que já são reportadas pelas regras do 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 estadual, com pouca ou nenhuma interconexão entre os estados e uma regulação estritamente local, contribuíram para que a interconexão, quando ocorresse, constituísse sistemas elétricos regionais autônomos. Desta forma, o avanço da liberalização do setor elétrico nos EUA ocorreu 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 ISO 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 na área de sua atuação. Já os RTO operam exclusivamente os sistemas de transmissão de energia elétrica em escala regional. Na prática, estas organizações possuem um papel muito semelhante ao dos ISO, 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 ISO ou RTO. 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 de 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*, em que os agentes comercializam energia, principalmente, no mercado do dia seguinte (*Day-ahead Market - DAM*) e no mercado em tempo real (*Real Time*). Alguns dos principais ISO e RTO 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 RTO e ISO foram formados por diversas empresas de serviço público que, 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 e apresentam 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 das ISO e RTO 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. 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 feitas para regiões do sistema e estas costumam ser uma representação simplificada do sistema de transmissão. Essa 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 agentes, os quais poderiam auferir 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 entre este despacho ideal originado do mercado diário e 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 do sistema, o qual programa a operação considerando o estado real do sistema.

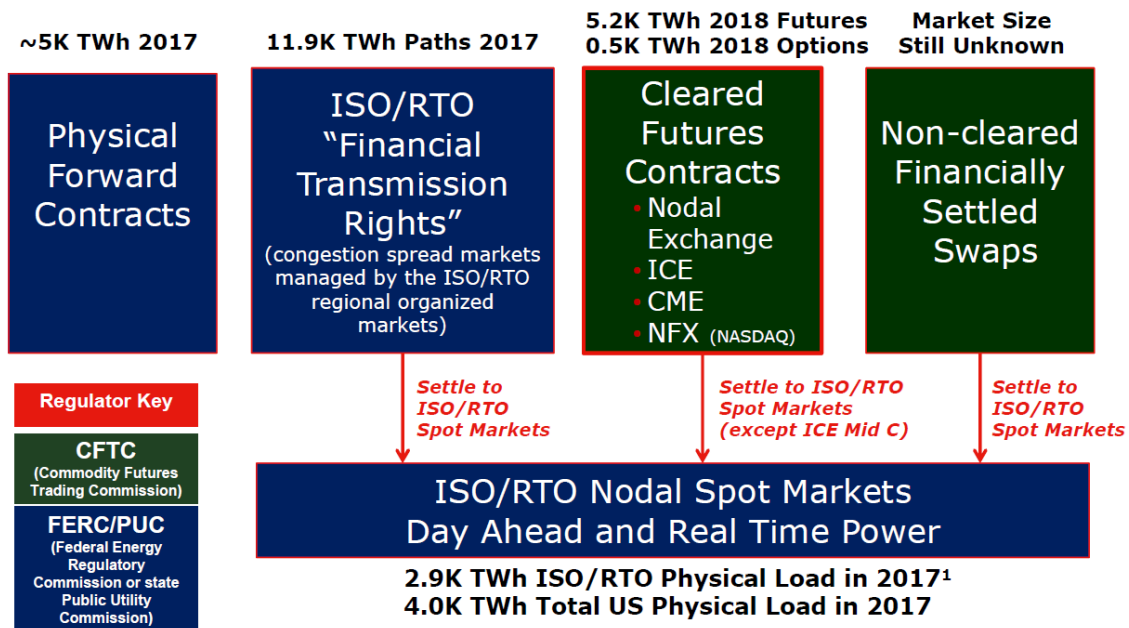
Nos mercados atacadistas americanos físicos de curto prazo, existem, pelo menos, dois tipos de mercado, o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real. Também são negociados os chamados direitos financeiros de transmissão (*Financial Transmission Rights - FTR*), que permitem que os agentes façam *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 1 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 ISO e RTO. Neste mesmo ano, havia 5 mil TWh de contratos físicos de energia¹³ para entrega a termo com qualquer prazo, entre aqueles regulados pela FERC e por reguladores estaduais (*Public Utilities Comissions*).

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

Figura 2: Mercado de Energia Americano



1. Approximation based on ISO/RTOs serve ~72% of U.S. population

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 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 mercados¹⁴, ou seja, compradores de todas as operações de venda e vendedores das operações de compra. Assim, os agentes vendedores vendem energia para o *pool* e os agentes compradores compram energia do *pool*.

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.

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 do setor de energia elétrica envolvidos com a comercialização interestadual de energia elétrica são regulados a

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

nível federal pela FERC e a nível estadual pelas *Public Utilities Commissions* (PUC). Complementarmente, estes agentes são regulados, no que tange questões antitrustes, a nível federal pelo *Department of Justice* (DOJ) e a nível estadual pela *Attorney General* (AG). Todos os ISO 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, são abordadas questões relacionadas à esfera socioambiental 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 agência apresenta, 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 a regulamentação da transmissão e venda de energia elétrica por atacado no comércio interestadual; a revisão de certas fusões, aquisições e transações societárias, envolvendo empresas de energia elétrica; a promoção da infraestrutura nacional de energia, incluindo instalações de transmissão adequadas; a proteção do padrão de confiabilidade do sistema de transmissão de alta tensão interestadual, através de padrões obrigatórios de confiabilidade; o monitoramento e investigação dos mercados de energia; e 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 e 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 agência faz uso de dois mecanismos:

- i) A regulação para o segmento de transmissão; e
- ii) 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 uma maior transparência, consistência e clareza na cobrança de taxas pela transmissão e venda de energia elétrica. Com as novas práticas de crédito, a FERC esperava fornecer maior estabilidade aos mercados e seus participantes. A agência estabeleceu, assim:

- a) A implementação de um período de faturamento e liquidação não superiores há sete dias;
- b) A redução na alocação de crédito não garantido para não mais de US\$ 50 milhões, por participante de mercado, e limite agregado por família corporativa, em cada mercado elétrico, de no máximo de US\$100 milhões de crédito não garantido;
- c) A eliminação do crédito não garantido para os mercados de FTR;
- d) ISO ou RTO 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;
- e) O estabelecimento de critérios mínimos para participação no mercado;
- f) O esclarecimento de quando o ISO ou RTO podem exigir garantias adicionais, invocando uma cláusula de “alteração adversa relevante” das condições de mercado; e
- g) O estabelecimento de um período de carência padrão para as chamadas de margem (*cure collateral calls*).

Cada um dos pontos da reforma foi discutido entre os agentes antes da determinação de um posicionamento final. Por fim, cada uma das RTO e ISO foram obrigadas a apresentar pedidos de reformulação de diretrizes e revisões tarifárias, comprovando a conformidade das tarifas elétricas, incluindo uma das seguintes opções:

1. O estabelecimento de uma contraparte central;
2. 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 agentes;
3. A proposição de alternativa que forneça o mesmo grau de proteção das opções 1 e 2; ou
4. 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, dentre os mercados norte-americanos, o 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 em uma assunção, de fato, do risco de inadimplência, como ocorre nas *clearings* financeiras, resultando, na prática, em um compartilhamento organizado das perdas por inadimplência entre os agentes. Já o 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*

Nos Estados Unidos, a regulação as bolsas de *commodities*, inclusive aquelas que negociam produtos elétricos, é de responsabilidade da *Commodity Futures Trading Commission*. Em 1936, foi implementado, nos Estados Unidos, o *Commodity Exchange Act* (CEA), alterando o *Grain Futures Act* (1922). A partir desta lei, todas as negociações de *commodities* e de mercado futuro passaram a ser necessariamente transacionadas em bolsas organizadas. Os mercados futuros de *commodities* são, também, conhecidos como *Designated Contract Markets* (DCM). A CFTC foi fundada em 1975, em substituição ao antigo U.S. *Department of Agriculture's Commodity Exchange Authority*, provocando significativas alterações no CEA e, conseqüentemente, 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, solidez, transparência, competitividade e 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, onde 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 (Lei Dodd-Frank). Esta lei buscou aumentar a transparência e a rigidez na regulamentação dos mercados de *swaps*, expandindo os poderes exclusivos de jurisdição da Comissão. Desta forma, além das transações futuras, executadas e liquidadas em bolsas e em câmaras de compensação, a CFTC passou a regular e supervisionar *swaps* (dentre os quais se encontram os *swaps* de energia) negociados, executados ou liquidados em bolsas de valores ou *clearing houses*.

A importância da Lei Dodd-Frank para o setor elétrico reside nas alterações provocadas no CEA, com a inclusão da seção 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. Desta forma, muitos derivativos OTC passaram a se enquadrar nos requisitos da CEA e, portanto, passaram a estar sujeitos 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, portanto, estariam sujeitos à regulação da CFTC. Porém, os mercados elétricos físicos entraram com

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

uma petição coletiva, composta por diversos RTO e ISO (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 da Comissão.

A fim de evitar conflitos sobre competências, a FERC e a CFTC concordaram em deixar esses mercados sob a supervisão da agência e colocar quaisquer outros derivativos vinculados à eletricidade sob a competência da Comissão. As características dos mercados elétricos, particularmente no tocante à necessidade de balanço instantâneo de oferta e demanda ao longo do tempo e da complexidade dos fluxos de energia e congestão das linhas em redes adensadas de transmissão, convenceram a CFTC e o governo federal da imposição 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, por sua vez, mais orientada para a natureza financeira da atividade nos mercados de *commodities*. Também 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 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 do vendedor em operar fisicamente as instalações elétricas, para aumentar ou reduzir o volume de energia elétrica 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 forma distinta, com tarifas individuais, os ISO e RTO têm semelhanças em termos de estrutura de mercado e de operações.

Os mercados regulados e supervisionados pela CFTC são os *Designated Contract Markets*, onde são negociados os mais diversos tipos de *commodities*, e os *Derivatives Transaction Execution Facilities* (DTE), caracterizados por unidades de negociação limitadas à *commodities* e participantes específicos, sujeitas a um grau inferior da regulamentação. Fora do escopo dos mercados regulados, encontram-se os Mercados Isentos (*Exempt Markets*), onde 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 regulatória¹⁶. Os DCM são parecidos com as tradicionais bolsas de futuros e permitem acesso das 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 *comodities*, 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 DCM¹⁷, a menos que haja alguma isenção ou exclusão que se aplique a este.

5. Implicações para o caso brasileiro

O estudo da organização dos mercados de energia americanos e europeus fornece alguns elementos para se pensar em alternativas para um eventual aperfeiçoamento do mercado de energia brasileiro. Os mercados dos países avançados possuem, pelo menos, dois ambientes de negociação públicos, quais seja, um mercado *spot*, negociando energia no curtíssimo prazo, via de regra, com grande liquidez, e um mercado de derivativos, negociando contratos de prazos mais dilatados, o qual utiliza como referência os preços da energia no mercado *spot*. Com isso, um agente operando no mercado de energia pode, se assim desejar, comercializar toda a energia no *spot* e utilizar derivativos negociados em bolsa para fazer *hedge* contra as variações dos preços de curto prazo. Naturalmente, há, ainda, a opção de complementar suas necessidades de *hedge* mediante contratos bilaterais, fora das bolsas de derivativos.

A situação da comercialização de energia, no Brasil, é bastante diferente. Em primeiro lugar, o mercado de energia está centrado na negociação de

¹⁶ Cada DCM possui livros de regras (*rulebooks*) substancialmente harmonizados com poucas diferenças significativas entre eles, 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.

contratos com prazos dilatados, sobretudo no ACR. Não há propriamente um mercado *spot* e sequer existe um ambiente de comercialização de derivativos de energia. Trata-se, portanto, de um mercado muito mais simples e que possui algumas características particulares.

5.1. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada

Embora não exista um mercado físico de energia no Brasil, nos moldes dos mercados europeu e americanos, o Mercado de Curto Prazo da CCEE desempenha algumas das funções de um mercado *spot*. Trata-se, porém, de apenas uma aproximação de um mercado *spot*, pois o MCP é, na verdade, um mecanismo de conciliação de diferenças, que contabiliza e liquida diferenças entre os montantes de contratos detidos pelos agentes e a energia medida para cada um deles.

Ademais, este ambiente da CCEE possui outras particularidades, notadamente o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que permite que as hidroelétricas compartilhem entre si o risco hidrológico. Através deste mecanismo, as hidroelétricas não estão sujeitas ao MCP pelas medições de suas respectivas gerações, mas por uma fração da geração do conjunto das usinas participantes do MRE. Este tipo de mecanismo não existe nos mercados *spot* internacionais, onde os agentes oferecem, no mercado, sua capacidade de geração efetiva, enquanto no Brasil, no caso das hidroelétricas, a oferta é definida pelo operador do sistema.

No caso específico do ACR, a contratação de energia ocorre mediante leilões públicos para 100% dos mercados das distribuidoras. Como este ambiente representa 70% do consumo total, a maior parte dos agentes está sempre contratada com uma referência de preço própria para cada um dos contratos, em boa medida desvinculada do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Para estes agentes (distribuidoras e geradores vendendo ao ACR), o MCP funciona como um mecanismo de conciliação de diferenças e não uma efetiva referência de preços *spot*.

5.2. Comercialização de energia no Ambiente de Contratação Livre

O mercado livre tem uma situação é diferente. Hipoteticamente, um agente que não tenha contrato algum ficaria exposto ao MCP, pagando ou recebendo ao PLD pela energia medida. De fato, um gerador pode optar

por atuar assim, o que equivale a vender energia ao preço de curto prazo, ou seja, ao preço *spot*. Porém, o que é, em tese, verdade para o gerador, não o é para o consumidor livre. Um consumidor livre não pode ficar descontratado, pois estaria sujeito a penalidades por insuficiência de lastro, uma vez que os consumidores livres têm que lastrear 100% de seu consumo em contratos na média móvel de doze meses.

Há, porém, uma alternativa para um consumidor ficar, na prática, total ou parcialmente descontratado. Um consumidor livre pode, pelas regras atuais, atender sua necessidade de contratos após o fechamento do mês, através dos chamados contratos de balanço. Estes são contratos firmados depois de encerradas as medições do mês, o que permite que o consumidor registre contratos já no início do mês seguinte às medições, fugindo, assim, da penalização por insuficiência de lastro. Em condições normais de mercado, o preço do contrato de balanço é o PLD mais um ágio. Um consumidor que atenda algumas de suas necessidades de energia mediante contratos de balanço está, para fins práticos, comprando energia no *spot*.

Portanto, em condições normais, o melhor *proxy* para o preço *spot* para o mercado livre é o preço de um contrato de balanço. Tanto geradores com lastro disponível, como consumidores descontratados (ainda que parcialmente) têm interesse nestes contratos. Os geradores preferem receber PLD mais ágio a deixar a energia liquidar no MCP e receber apenas PLD. Já os consumidores preferem pagar um ágio sobre o PLD para evitar pesadas penalidades por insuficiência de lastro. Nas condições que prevaleceram nos últimos anos, em que há uma inadimplência sistêmica do MCP, os geradores procuram fugir de uma eventual posição credora no MCP, vendendo energia no curto prazo ao PLD com um deságio.

Assim, em uma primeira aproximação, há o espaço para a criação de uma bolsa de derivativos voltada a atender o mercado livre, negociando contratos futuros ou a termo, usando como preço de referência o preço dos contratos de balanço ou do PLD. Porém, mesmo aqui, há obstáculos a vencer.

O primeiro deles diz respeito aos próprios contratos de balanço (*ex-post*), característicos de um modelo de comercialização que têm se mostrado

financeiramente frágil. Estes contratos são fruto do desenho de garantias na CCEE, o qual permite aos agentes abrir posições sem apresentação prévia de garantias (Brandao, et al., 2019) e realizar eventuais ajustes na carteira de contratos após o final do mês, quando as medições já estão disponíveis.

Caso o aperfeiçoamento das regras de garantias na CCEE avance na direção da obrigatoriedade do registro de contratos e da apresentação de garantias *ex-ante*, os próprios contratos de balanço deixariam de existir, pois os consumidores seriam induzidos a lastrear antecipadamente suas necessidades de energia em contratos, ainda que de prazos curtos. Assim, caso isto implique na contratação antecipadamente para todo o mês seguinte, não haveria propriamente a opção de comprar no *spot*. Por outro lado, caso se torne possível contratar energia para entrega em prazo muito curto, a compra de energia *ex-ante* poderia, na prática, funcionar como uma referência de preço *spot*, como ocorre nos mercados europeus e americanos, onde os contratos de prazos mais longos normalmente usam como referência o preço do mercado do dia seguinte.

O segundo obstáculo é a própria possibilidade que hoje existe de operar com contratos físicos, registrados na CCEE sem apresentação prévia de garantias. Os agentes que optassem por contratação a prazo em uma bolsa de *commodities* associada a uma *clearing* perceberiam esta como uma alternativa mais cara, na medida em que sempre são requeridas garantias prévias e há o risco de chamadas de margem.

Finalmente, cabe observar que o mercado livre funciona como um mercado de balcão não organizado, isto é, nele ocorrem negociações bilaterais entre as partes, mas os contratos firmados não são registrados de imediato, podendo ser levados a registro na CCEE somente em data posterior. Neste tipo de mercado, não há uma supervisão financeira efetiva, ao contrário do que ocorre nos mercados financeiros. Nestes, a tendência é que todos os mercados de balcão sejam mercados organizados, com uma entidade sujeita à regulação financeira responsável por administrar o mercado, fazendo o registro de contratos tão logo eles sejam negociados e assumindo a responsabilidade por supervisionar as posições dos agentes.

5.3. *Lastro e energia*

Outro obstáculo à criação de uma bolsa de derivativos está relacionado ao fato de que o modelo comercial brasileiro prevê a contratação conjunta de lastro e energia (Brandao, et al., 2019). Uma eventual separação de lastro e energia pode beneficiar o desenvolvimento de um mercado *spot*, que seja de fato referência de preços de curto prazo, na medida em que deixe de haver a necessidade de um nível elevado de contratação prévio em energia, como ocorre hoje, sobretudo no ACR.

Caso a garantia da confiabilidade do sistema passe a ser assegurada por mecanismos diferentes dos atuais (contrato lastro + energia dos geradores com as distribuidoras), por exemplo, mediante leilões centralizados, destinados à expansão da geração, mas desvinculados da carteira de energia das distribuidoras, a liquidez para transações de energia no curto prazo poderia aumentar de forma substancial. Grande parte da energia, hoje contratada em prazos muito longos no ACR, ficaria liberada para ser transacionada no *spot*, o qual poderia, então, servir de referência de preços para uma bolsa de derivativos.

A atual contratação conjunta de lastro e energia tem outra implicação que também é um obstáculo para a implantação de um mercado *spot* funcional com uma bolsa de derivativos associada. Mantida a obrigação de contratar lastro e energia e a possibilidade de cancelamento do registro dos contratos na CCEE para agentes vendedores que não consigam aportar garantias à Câmara, os agentes do mercado livre desejando fazer *hedge* contra variações de preços teriam que estar contratados tanto em contratos físicos registrados na CCEE, como em derivativos. Porém, mesmo com uma infraestrutura de pagamentos e garantias segura no nível da bolsa de derivativos e de sua *clearing*, permaneceria o risco de suspensão dos contratos físicos obrigatórios, o que torna o esquema de *hedge* inseguro (Brandao, et al., 2019).

5.4. *Política de crédito*

Tanto na Europa, como nos EUA, os mercados de energia praticam políticas de crédito mais sofisticadas do que as brasileiras, embora com padrões diferentes para as bolsas de derivativos e para os mercados *spot*. Nas bolsas de derivativos, o procedimento padrão é utilizar *clearings*

financeiras como infraestruturas de gerenciamento de pagamentos e de garantias. Tais instituições são contrapartes centrais dos mercados em que atuam e garantem, em última instância, todas as transações no mercado. Trata-se de um modelo internacional, preconizado pelo *Bank of International Settlements* (BIS) e pela *International Organization of Securities Commission* (IOSCO), que encontra equivalente no Brasil nas Infraestruturas do Mercado Financeiro, reguladas pelo Banco Central. Uma eventual bolsa de derivativos de energia brasileira funcionaria no mesmo padrão das europeias e americanas.

Quanto aos mercados *spot* (físicos), o quadro na Europa e nos EUA, no que diz respeito a políticas de crédito e de garantias, é variado. Em ambos os casos, a legislação dispensa os mercados *spot* de forma geral de se organizarem de acordo com a regulação financeira, abrindo espaço para uma estruturação de políticas de crédito mais simples, definidas pelo regulador setorial. Nos EUA, a política creditícia para os mercados *spot* elétricos é razoavelmente homogênea. Os principais mercados *spot* fazem gerenciamento de garantias dos agentes, exigem depósitos de garantias, podem efetuar chamadas de margem e muitos deles ocupam a posição de contraparte central das transações, embora usando um esquema bem menos robusto do que as *clearings* financeiras, na medida em que não há a assunção do risco pela contraparte central e sim um compartilhamento entre os agentes do mercado de eventuais perdas por inadimplência.

Na Europa, grande parte dos mercados *spot* também utiliza, como nos EUA, políticas de crédito que empregam elementos análogos aos da regulação financeira (cálculo de necessidade de aporte de garantias, cálculo de margens, contraparte central simplificada, por exemplo), normalmente em uma estrutura menos robusta, definida junto ao regulador elétrico. Porém, há exceções, como na Alemanha, onde empresas do Grupo EEX utilizam uma *clearing* inclusive para operações do mercado *spot*, e no Nord Pool, que adotou uma política de crédito análoga à de uma *clearing* financeira, mesmo não estando sujeito diretamente à regulação financeira.

Um aperfeiçoamento na política de crédito do mercado físico de energia brasileiro poderia adotar qualquer uma das duas direções apresentadas, seja a adoção de uma *clearing* financeira para um mercado físico (hoje

ainda inexistente), seja a adoção de práticas análogas às da regulação financeira, no âmbito do setor elétrico, sem toda a robustez de uma *clearing* financeira, mas, possivelmente, com o benefício de algum grau de simplificação e de garantias mais baratas para os agentes. Entretanto, em ambos os casos, é preciso introduzir alguns aperfeiçoamentos importantes ao desenho da comercialização de energia.

O cálculo de garantias em um mercado organizado de acordo com a regulação financeira ou mesmo de forma simplificada, mas seguindo seus princípios, sempre envolve a valoração das posições dos agentes e uma estimativa do risco a elas associado. Se a opção for por utilizar uma *clearing* financeira, devem existir contratos padronizados ou ativos cotados em mercado com liquidez adequada e cuja cotação servirá de base objetiva para a valoração da posição dos agentes no mercado de energia (marcação a mercado). Além disso, o histórico de flutuação das cotações destes contratos ou ativos será utilizado para estimar o risco a que a posição de cada agente está sujeita e para o cálculo de margens, determinando a eventual necessidade de aporte de garantias adicionais¹⁸.

Hoje, o mercado de energia brasileiro não possui contratos padronizados. Muitos dos contratos existentes, sobretudo os do ACR, não são passíveis de marcação a mercado, isto é, ou não têm um mercado secundário com cotações publicamente disponíveis ou não são matematicamente conversíveis em contratos negociados, com liquidez adequada. Com isso, não é concebível encerrar a posição de um agente, o que torna inaplicável a metodologia de cálculo de garantias característica das *clearings* financeiras.

Finalmente, cabe ressaltar que a progressiva liberação da comercialização de energia deve ser acompanhada de um amadurecimento das infraestruturas de mercado. Previamente à eventual adoção de uma *clearing*, é altamente recomendável transformar o atual ambiente de comercialização livre em um mercado organizado, em que os contratos

¹⁸ Uma *clearing* financeira calcula a necessidade de garantias com base em um plano para uma eventual liquidação da carteira do agente no mercado, em uma situação de stress financeiro. Neste sentido, as garantias constituídas no dia D devem ser suficientes, com alto grau de probabilidade, para liquidar, a mercado, a carteira do agente caso ele fique inadimplente com pagamentos ou garantias no dia D+1.

sejam registrados de imediato em uma entidade administradora do mercado, responsável por assegurar o cumprimento de regras mínimas de segurança nas negociações.

5.5. *Criação de um mercado ambiente de negociação seguro no Brasil*

O padrão mundial para negociação de *commodities* em mercado é composto por três elementos: um mercado *spot*, transacionando mercadorias padronizadas à vista ou para entrega em prazos muito curtos; um mercado de contratos financeiros com negociação de derivativos em bolsas acopladas a *clearings*; e um mercado para contratação bilateral fora dos mercados organizados.

A implementação de um desenho análogo no Brasil depende da criação da peça base do esquema acima, que é a própria negociação à vista de uma *commodity* padronizada, em um mercado *spot*. A criação de um mercado à vista de energia, com liquidez expressiva e apto a ser uma referência sólida de preço para os agentes, passa por resolver uma série de outras questões.

Os atuais contratos, sobretudo os do ACR, não possuem características adequadas para o desenvolvimento de um mercado de energia nos moldes apresentados ao longo deste texto. Por um lado, são contratos de muito longo prazo e concentram a maior parte da energia comercializada no atacado.

Por outro lado, estes contratos possuem outras duas características que tornam problemática a sua inserção em um mercado de energia liberalizado. Tais contratos são regulados e financeiramente robustos, adequados para o financiamento de novos empreendimentos de geração na modalidade *Project Finance*. Mas, em contrapartida, e este tem sido um dos principais problemas do mercado atacadistas nos últimos anos, não existe uma forma ágil de lidar com um eventual inadimplemento de tais contratos, seja por não pagamento, seja por questionamento judicial.

Em segundo lugar, as distribuidoras atendem, no Brasil, consumidores cativos de energia, que estão necessariamente ligados às concessionárias locais. Ora, se uma distribuidora passar por problemas financeiros e não conseguir honrar seus compromissos no mercado de energia, com

contratos, com diferenças ou, em um desenho mais avançado, com compras no *spot*, nada pode ser feito para garantir, em tempo hábil, que esta inadimplência seja rapidamente sanada. E, pior do que isso, a distribuidora não pode ser simplesmente retirada do mercado, continuando a gerar medições que, possivelmente, agravarão a inadimplência.

Estas características do ACR tornam extremamente problemática a sua inserção em um desenho de mercado financeiramente robusto. No âmbito do mercado, uma *clearing* não poderia tomar riscos associados a contratos que não podem ser encerrados ou a agentes inadimplentes que não podem ser prontamente excluídos. É verdade que, seria possível manter tal desenho de mercado se for adotado um esquema de compartilhamento de perdas por inadimplência. Porém, na prática, equivale a não endereçar alguns dos problemas que têm acometido o setor de comercialização nos últimos anos, o que não parece desejável.

A modernização do mercado de energia com a criação de um mercado *spot* e uma bolsa de derivativos passa, portanto, por alterar substancialmente os mecanismos de contratação e a lógica de funcionamento do mercado regulado. Alguns problemas que precisarão ser endereçados são enumerados a seguir, com um breve comentário para cada um. Naturalmente, estes problemas merecerão, posteriormente, tratamento mais detido.

1. *Contratos legados*. Os contratos pré-existent, sobretudo os do ACR, unem a contratação de lastro e energia e possuem características que impedem que sejam liquidados a mercado, em caso de inadimplência. O recomendável é que tais contratos legados sejam apartados do mercado de energia, tendo como contraparte compradora uma comercializadora regulada que assuma as atuais condições contratuais e revenda a energia associada no mercado *spot*, ao preço da ocasião. Com isso, o mercado *spot* passará a contar com grande liquidez e eventuais problemas com estes contratos não contaminarão os demais agentes do mercado de energia¹⁹.

¹⁹ Para reflexões sobre o tema, ver (Castro, et al., 2017a) (Rufin, 2019) (Soares, 2019).

2. *Separação da concessão de operação e manutenção da rede da comercialização de energia.* Outra característica do modelo de comercialização atual cuja revisão merece ser estudada é uma eventual separação da concessão de distribuição da atividade de comercialização de energia. Por um lado, a comercialização de energia é uma atividade potencialmente competitiva, passível de ser liberalizada. Porém, o importante para nosso tema é que a associação entre comercialização e um monopólio regulado fazem com que eventuais problemas financeiros de uma distribuidora contaminem o mercado de energia, sem perspectiva de uma rápida solução.
3. *Comercializador de última instância.* Outra medida importante é a criação, no âmbito da regulação elétrica brasileira, da figura do comercializador, ou supridor, de última instância. Este comercializador teria duas funções estruturalmente essenciais para o mercado de energia, quais sejam, acolher consumidores que não tenham ou não consigam contratar um comercializador no mercado de varejo e assumir a carteira de clientes de um comercializador varejista com problemas financeiros que o impeçam de continuar operando no mercado atacadista de energia. Em ambos os casos, o comercializador de última instância impede que consumidores retirem energia da rede sem que haja um agente solvente que se responsabilize no mercado atacadista pelos pagamentos associados²⁰.
4. *Mecanismo de contratação da expansão da geração separado do mercado de energia.* Ao contrário do que ocorre na Europa e nos EUA, o Brasil ainda tem um consumo *per capita* de energia baixo e necessita expandir seu sistema elétrico. Os Leilões de Energia Nova têm sido bastante efetivos para contratar novos empreendimentos de geração, oferecendo contratos de longo prazo que viabilizam o financiamento à expansão. O sucesso deste modelo de leilões, em que sempre a oferta

²⁰ Uma situação análoga também merece um tratamento regulatório especial, o caso da quebra de um gerador. Um gerador com problemas financeiros ou em recuperação judicial seria, pelas regras de uma *clearing*, excluído do mercado prontamente. No caso do setor elétrico, é de interesse comum que este gerador continue produzindo e vendendo energia. Então, é necessário criar um mecanismo para que ele continue produzindo energia, mas sem contaminar financeiramente o mercado. Possivelmente, isto poderia ser feito através de uma comercializadora regulada, de forma análoga ao supridor de última instância, ou de outra estrutura desenhada para isolar este agente financeiramente frágil do resto do mercado.

de novos projetos supera amplamente a demanda por mais energia, indica que se trata de uma fórmula bem-sucedida de contratação competitiva de nova capacidade de geração. O problema deste desenho no que diz respeito à criação de um mercado de energia financeiramente robusto é o fato de que tais contratos precisam ser desenhados para serem resilientes, não se prestando a uma liquidação em mercado em caso de problemas de inadimplência. Uma solução semelhante à indicada para resolver a questão dos contratos legados, isto é, a criação de uma comercializadora regulada que seria contraparte dos contratos, revendendo, no *spot*, a energia associada a estes contratos, pode ser adequada para viabilizar um mecanismo robusto de expansão em um mercado financeiramente sólido. Da mesma forma como ocorreria com os contratos legados, eventuais problemas com os novos contratos, inclusive questionamentos administrativos ou judiciais, seriam tratados dentro do âmbito da regulação elétrica, sem afetar diretamente o mercado de energia.

5. *Custo das garantias*. A atual política de crédito do mercado atacadista de energia brasileiro permite que os agentes operem, em diversas situações, sem apresentar garantias prévias (Brandao, et al., 2019). Qualquer alteração em relação a esta situação em direção a uma política de crédito mais robusta irá implicar no aumento da necessidade de aporte de garantias pelos agentes. Dependendo do desenho de mercado, do uso que os agentes façam de produtos a prazos dilatados e da volatilidade dos preços *spot*, o volume de garantias pode ser bastante substancial. Destaca-se que este tema deve ser, necessariamente, objeto de estudos adicionais. No entanto, cabe chamar atenção aos principais *drivers* para o aumento do volume de garantias. Em primeiro lugar, caso o desenho de mercado comporte algum grau de compartilhamento de eventuais perdas entre os agentes, naturalmente seria menor a necessidade de aporte de garantias por parte daqueles que transferem riscos aos demais. No que diz respeito ao prazo médio dos contratos, a relação também é direta e contratos de prazos mais longos tendem a requerer maior volume de garantias. Finalmente, a volatilidade do preço de curto prazo e do preço dos contratos padronizados a prazo também possui uma relação direta com a necessidade de garantias.

Bibliografia

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. 2015. *European electricity forward markets and hedging products - state of play and elements for monitoring*.

ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. 2019. Disponível em: https://www.acer.europa.eu/en/The_agency/Pages/default.aspx.

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

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

Castro, N. J., Brandão, R. et al. 2018. *Indicadores de Sustentabilidade Econômico Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Gesel.

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.

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.

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.

CFTC, Commodity Futures Trading Commission. 2019. *CFTC's Website*. Disponível em: <https://www.cftc.gov/LawRegulation/CommodityExchangeAct/index.htm> Acessado em 08 fevereiro 2019.

CME. 2019. *CME Group All Products – Codes and Slate*. Disponível em: <https://www.cmegroup.com/trading/products/#pageNumber=1&sort>

[Asc=false&sortField=oi&subGroup=11&cleared=Options](#). Acessado em 13 fevereiro 2019.

CME. 2019g. *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>. Acessado em 13 fevereiro 2019.

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 - 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>. Acessado em 08 fevereiro 2019.

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, Volume 25, pp. 2339-2366.

Investopedia, 2014. *What's the difference between the Chicago Board of Trade (CBOT) and the Chicago Mercantile Exchange?* Disponível em: <https://www.investopedia.com>. Acessado em 12 fevereiro 2019.

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

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*. Princeton 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, Volume 11.

Meeus, L. 2011. *Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context?*. Energy Policy, Volume 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 ed. Rio de Janeiro: s.n.

Rufín, C. 2019. *A transição para os mercados atacadistas nos EUA*. Rio de Janeiro: Gesel.

Schaper, T. 2009. *Organizing equity exchanges*. Goethe University Frankfurt, Discussion Paper, Volume 22.

Serrallés, R. J. 2006. *Electric energy restructuring in the European Union: Integration, subsidiarity and the challenge of harmonization*. Energy Policy, Volume 34, pp. 2542-2551.

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.

Torres, E.; Macahyba, L. 2019. *As estruturas de mercado no Brasil*, Rio de Janeiro: Gesel.