



Indicadores financeiros mercados atacadistas de eletricidade

Nivalde José de Castro
Roberto Brandão
Luiz Macahyba
André Alves
Ana Carolina Chaves
Marcelo Maestrini
Paola Dorado

projetobolsadeenergia.com.br

Novembro de 2019

ISBN: 978-85-7197-018-2

Sumário

Introdução.....	2
1. O mercado elétrico atacadista europeu.....	4
1.1. Regulação europeia da supervisão de mercados.....	7
1.2. Negociação de energia.....	8
1.3. Nível de liquidez.....	15
1.4. Produtos comercializados nos mercados de energia a prazo.....	18
1.5. Considerações finais sobre o caso europeu.....	22
2. O mercado elétrico atacadista norte-americano.....	23
3. O caso brasileiro.....	28
4. Análise da robustez dos sistemas de pagamentos.....	31
5. Infraestruturas financeiras dos mercados elétricos.....	36
6. Conclusão: comparação de indicadores financeiros.....	40
7. Referências Bibliográficas.....	47

Introdução

Este texto apresenta uma análise de indicadores financeiros de mercados atacadistas de eletricidade de países desenvolvidos. São estudados os mercados europeus e americanos, dos quais são tiradas algumas lições para a evolução do mercado atacadista brasileiro, um mercado que ainda se encontra em fase intermediária de liberalização.

Uma dificuldade para a análise dos mercados atacadistas de eletricidade internacionais decorre do fato de eles possuírem uma estrutura complexa que compreende diversos tipos de produtos, negociados em três ambientes distintos:

- i. Negociações com energia física, isto é, que envolvem a medição dos volumes produzidos e consumidos pelos agentes, realizadas em um ambiente em que o operador do mercado está sujeito à regulação elétrica;
- ii. Negociações de contratos padronizados em bolsas ou mercados de balcão organizados de derivativos de *commodities*, sujeitas à regulação financeira; e
- iii. Transações bilaterais em mercados de balcão desorganizados, isto é, com livre negociação entre as partes, sem a mediação de um administrador de mercado e, portanto, sem uma supervisão financeira direta.

A complexidade para analisar o mercado de energia não ocorre apenas pela proliferação de produtos negociados em ambientes diferentes, mas sobretudo pelo fato de nem sempre ser possível ter a visibilidade de todos os aspectos do mercado.

Uma visão de conjunto do mercado de energia requer uma estrutura de supervisão e de coleta de dados que hoje só está disponível para os países da Europa, onde a supervisão dos mercados de energia é feita pela ACER. A regulação europeia atual faz com que ACER receba sistematicamente informações sobre negociações e posições contratuais das entidades administradoras dos mercados físicos de energia elétrica, dos administradores dos mercados organizados de derivativos de energia e dos agentes operando no mercado elétrico. Com isso, a ACER tem uma

visão detalhada das posições dos agentes, abrangendo todos os mercados em que eles operam. Ela também é capaz de consolidar todas as operações referentes ao mercado elétrico de um país, ainda que sejam realizadas em diversos ambientes em várias jurisdições nacionais distintas.

Já nos EUA, há uma fragmentação regulatória que, no momento, não permite uma visão que cruze os dados dos diversos mercados. Há contratos de energia que são da alçada dos reguladores de energia de cada um dos estados, as PUC. As negociações nos mercados físicos regionais são reguladas e supervisionadas pelo regulador federal de energia, a FERC. Os mercados organizados de contratos a prazo de energia são regulados e supervisionados pelo regulador dos mercados futuros de *commodities*, a CFTC. Finalmente, os contratos firmados em ambiente de balcão desorganizado não são objeto de supervisão, nem os agentes que os firmam estão obrigados a fornecer informações sobre os contratos celebrados.

Finalmente, na maior parte das vezes, os dados disponíveis para um mercado não estão disponíveis para os demais ou, então, estão formulados de maneira a não serem diretamente comparáveis. Com isso, a metodologia adotada foi recolher os dados e as informações qualitativas relevantes sobre os mercados estudados e, na parte final, fazer as comparações possíveis entre eles.

O texto está estruturado em seis partes, além desta introdução. A Seção 1 apresenta indicadores financeiros dos mercados europeus de eletricidade. A Seção 2 trata dos mercados norte-americanos de eletricidade, seguida pela apresentação, na Seção 3, do caso brasileiro. A Seção 4 faz uma comparação da robustez das infraestruturas dos mercados financeiros de uma forma geral, a nível internacional. A Seção 5 trata especificamente das infraestruturas dos mercados elétricos a nível internacional. E, finalmente, a Seção 6 apresenta uma série de comparações de indicadores financeiros dos mercados estudados e tece as considerações finais.

1. O mercado elétrico atacadista europeu

A União Europeia vem construindo, desde os anos 90, um mercado de energia, a fim de permitir o acesso, a agentes de todos os países, a um ambiente progressivamente integrado de comercialização de energia no atacado, envolvendo os países membros. Inicialmente, a Comissão Europeia estimulou a liberalização dos mercados locais, com a introdução de livre acesso às redes por novos agentes. Também foi feito um grande esforço de harmonização dos procedimentos de rede para permitir o incremento das transações de energia transfronteiriças. Além disso, a Comissão Europeia estimulou a criação de mercados de energia regionais, integrando países vizinhos.

Mais recentemente, foram tomadas medidas na direção de integrar as transações dos diversos mercados regionais, aumentando, com isso, a liquidez nos mercados físicos de energia e avançando na direção da criação de um mercado de energia comum. Outro conjunto de medidas tomado nesta década foi na direção de introduzir uma supervisão dos mercados de energia em nível europeu, com acesso a dados dos diversos mercados físicos, dos mercados organizados que transacionam produtos de energia e dos contratos negociados em mercado de balcão desorganizado.

Uma parte relevante das operações a prazo com energia ocorre em bolsas de *commodities*, onde é possível contratar energia em diferentes prazos, frequentemente através de contratos puramente financeiros, ou seja, que não envolvem a entrega física de energia. Os agentes também podem firmar contratos de prazos maiores fora do ambiente de bolsa, seja em um mercado de balcão organizado, administrado por uma entidade autorizada e supervisionada pelo regulador financeiro, seja em transações bilaterais realizadas diretamente entre os agentes, sem registro em uma plataforma organizada (transações em mercados de balcão desorganizado).

As informações sobre as negociações em todos estes ambientes são concentradas na ACER, órgão responsável pela supervisão do mercado elétrico europeu. A seguir, serão apresentadas informações recolhidas e

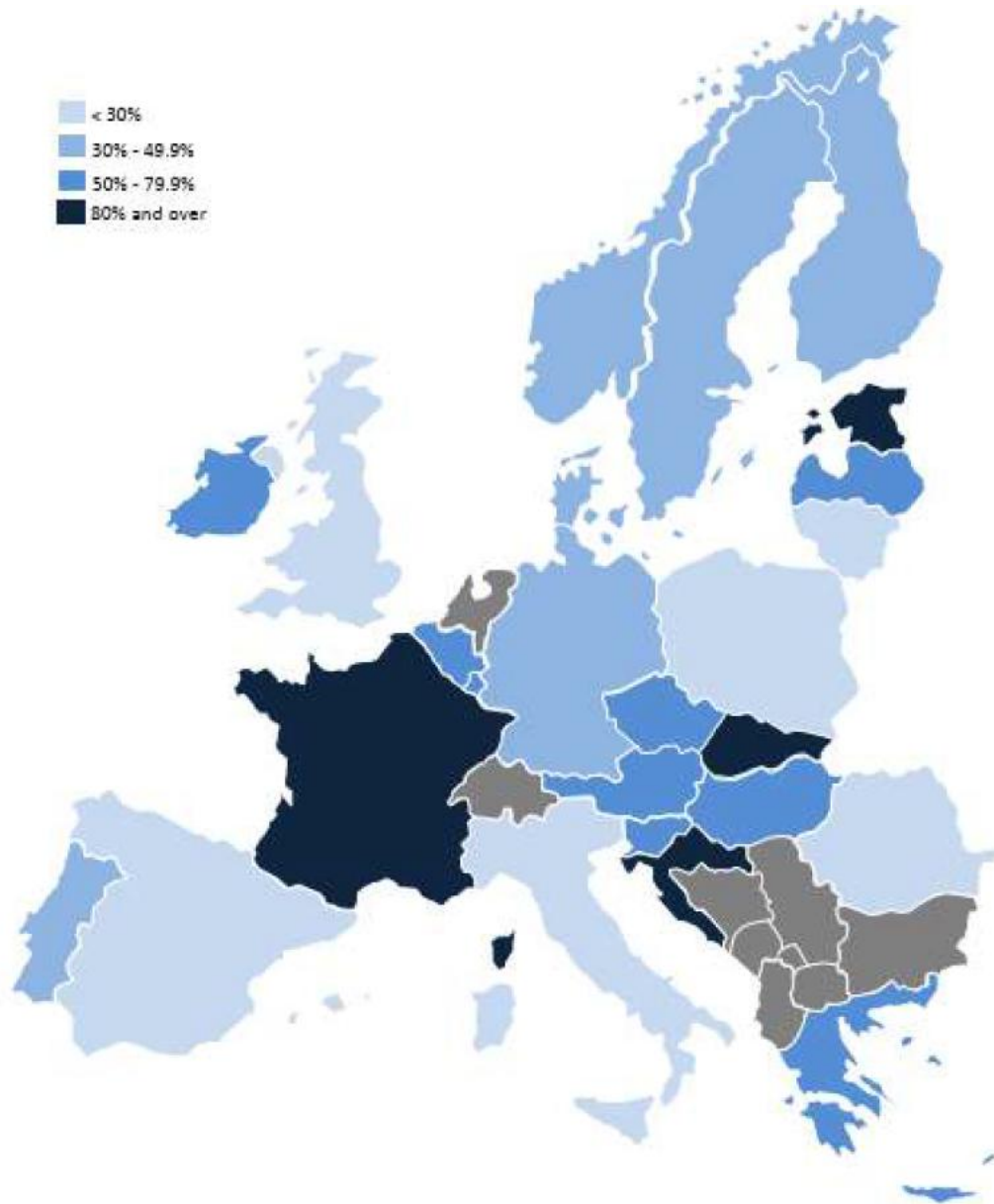
sistematizadas pela ACER, sobretudo no relatório *European Electricity Forward Markets and Hedging Products*, publicado pela Agência.

Os mercados de energia da União Europeia apresentam uma considerável diversidade em sua estruturação. A maior parte dos países adota um modelo em que há uma bolsa de energia onde são determinados o despacho físico e os preços de curto prazo. Há leilões para entrega de energia no dia seguinte (Day Ahead Market - DAM) e a negociação de energia até pouco antes do despacho, no mercado intradiário.

Entretanto, o grau de maturidade dos diversos mercados regionais é bastante variado. De um lado, há países onde o modelo está consolidado há muitos anos, como os países nórdicos, o Reino Unido, a Alemanha e a maior parte dos demais países da Europa Ocidental. Por outro lado, os mercados elétricos dos países que aderiram mais recentemente à Comunidade Europeia, como é o caso da maior parte dos países da Europa do leste, ainda estão em fase de consolidação. Finalmente, Chipre e Malta, mercados insulares de pequeno porte, adotam um modelo comercial em que os geradores vendem para um comprador único, não existindo a infraestrutura de mercados físicos dos demais países da União Europeia.

Também, cabe observar que o nível de concentração dos mercados de geração é bastante diferenciado entre os países europeus, sendo em geral elevada. A Figura 1 exibe a participação de mercado do maior *player* de geração em cada país. Observe-se que, na França, a participação do maior gerador ultrapassa os 80% e que, mesmo nos países nórdicos e na Alemanha, o maior gerador tem mais de 30% do mercado de geração.

Figura 1: Participação do abastecimento pelo maior gerador



Fonte: (ACER, 2015).

Como as principais bolsas de energia física operam mercados diários e intradiários, que integram diversos países, este elevado grau de concentração resulta, na maior parte das vezes, em uma considerável diluição do poder de mercado do principal gerador nacional. Observe-se, porém, que os mercados de balanço, ou de tempo real, têm escopo nacional. Neles, os agentes de geração e, eventualmente, de consumo fazem ofertas ao Operador do Sistema para modular sua geração, permitindo que, com isso, o SO faça o ajuste em tempo real da geração à

carga. Trata-se de um mercado com menor número de participantes, mais sujeito, portanto, ao poder de mercado. A integração dos mercados de balanço, de forma que os Operadores de Sistema possam acessar recursos situados em outros países, está em curso neste momento e tem como um de seus objetivos mitigar este problema.

1.1. Regulação europeia da supervisão de mercados

A *Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency* criou o marco regulatório no nível da União Europeia, que permite o registro e a quantificação de todas as negociações feitas nos diversos ambientes de mercado que formam o mercado de energia europeu. A REMIT é uma regulamentação adotada a partir de 2011, destinada a aumentar a transparência e a estabilidade nos mercados europeus de energia (Ver (Castro, et al., 2019)).

Por um lado, a REMIT proíbe, entre outras coisas, o uso de informações privilegiadas e a manipulação nos mercados de energia. Por outro lado, ela exige que os participantes do mercado se registrem junto às agências reguladoras nacionais apropriadas e informem as transações de energia no mercado atacadista, tanto a reguladores locais, como à ACER. A REMIT também autoriza os reguladores a coletarem relatórios de transações e regularem os participantes do mercado de energia, sejam estes sujeitos primariamente ao regulador do setor elétrico ou ao regulador do setor financeiro.

A fim de cumprir com essas regulamentações, as bolsas de derivativos europeias, os mercados de balcão organizados e os mercados *spot* implementaram os recursos de *reporting* da REMIT. Os agentes que operam no mercado de energia também têm obrigações de *reporting* contínuo, que permitem à ACER fazer o cruzamento de informações e ter acesso às posições tomadas em mercados de balcão não organizados.

Sem a REMIT, seria impossível quantificar o volume total de negociações com energia, uma vez que elas ocorrem não só em vários ambientes de negociação, mas também em mercados situados em diversos países. Embora instituições como o Argus, ICIS e Platts disponibilizem relatórios referentes aos preços praticados em mercado, estas entidades não possuem meios para fazer, como a ACER faz, totalizações do volume de

negociações, que podem incluir negócios com energia no *spot*, em bolsa de derivativos, em mercados de balcão organizados e em mercados de balcão desorganizados com sede em diversos países da Comunidade Europeia.

1.2. *Negociação de energia*

As negociações de produtos de eletricidade no mercado atacadista podem acontecer em mercados organizados através de produtos padronizados. Os OMP podem possuir ambientes de compensação multilateral ou registrar contratos bilaterais negociados diretamente entre os agentes. Alternativamente, os agentes podem também firmar contratos bilaterais fora dos mercados organizados.

Os mercados organizados compreendem os mercados físicos, isto é, as bolsas de energia regionais europeias, e também as bolsas de derivativos que negociam contratos referenciados ao preço dos mercados *spot* de eletricidade. Os principais produtos negociados nas bolsas de energia física são os contratos do dia seguinte e intradiários. Os contratos com prazo superior a um dia são negociados em bolsas de derivativos ou bilateralmente.

Os produtos a prazo mais comuns são os contratos a termo (*forwards*), conhecidos como *forward time frame*, que são transações a termo referenciado em um horário especificado, por exemplo, o produto ponta. Adicionalmente, são oferecidos contratos futuros, *swaps* e opções. Os contratos a termo podem ser tanto físicos, em que envolvem entrega física de energia, como financeiros, quando são liquidados apenas em dinheiro.

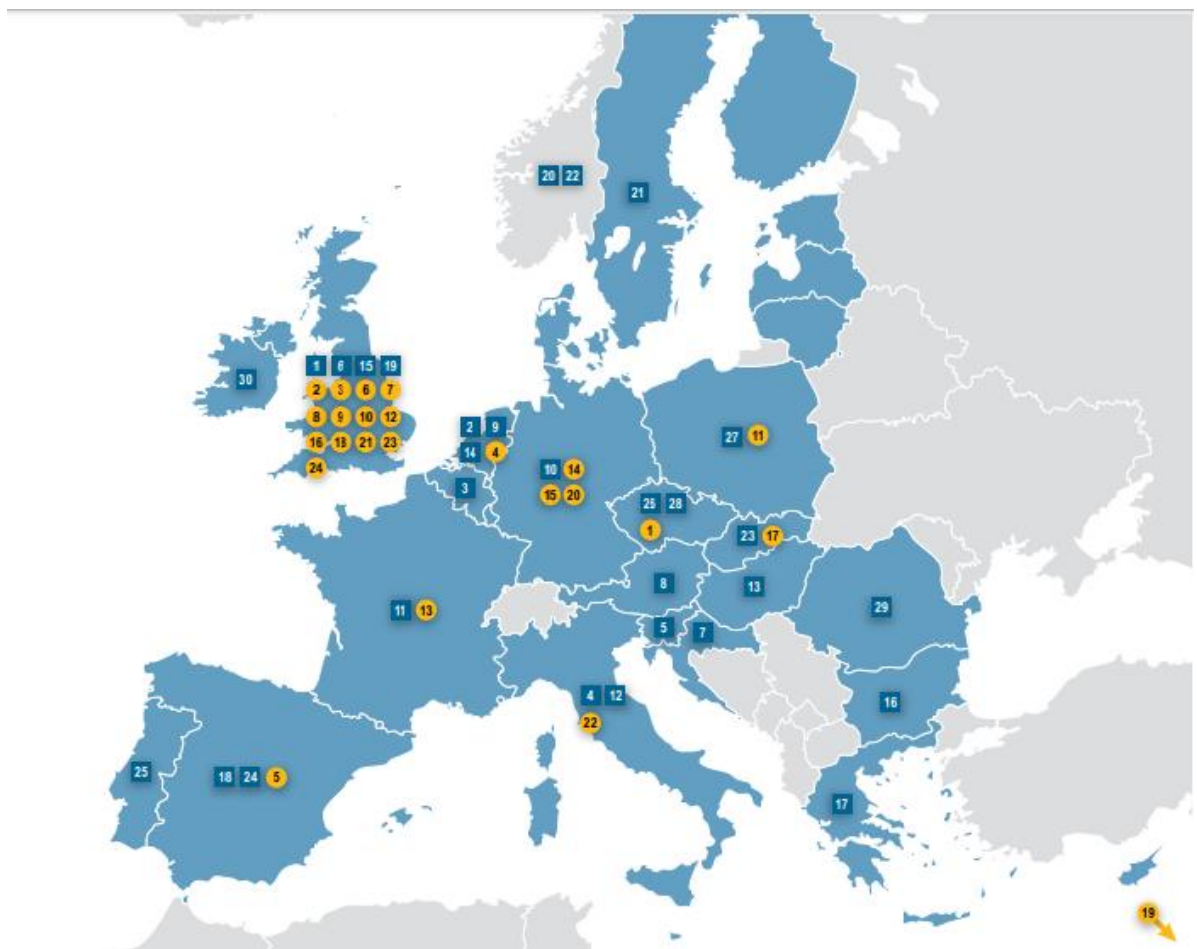
Os contratos a prazo podem ser negociados em dois tipos de ambientes:

- i) Plataformas do tipo bolsas de derivativos de energia; ou
- ii) *Brokers*, isto é, em um mercado de balcão, que respondem no agregado europeu pela maior parte das negociações.

As negociações de derivativos em ambiente de bolsa são garantidas por uma contraparte central e sempre requerem depósito de garantias financeiras, tanto por parte do comprador, como do vendedor. Já os *brokered forwards* são tipicamente contratos bilaterais. Nesta opção, em muitos casos, os agentes correm o risco de contraparte e é comum que

haja pouca ou nenhuma necessidade de depósito de garantias financeiras. Todavia, não é raro que contratos firmados em ambiente de balcão organizado sejam liquidados em uma *clearing*, a qual assume o risco de crédito da operação, como será visto mais abaixo (Gráfico 1). A Figura 2 traz um mapeamento dos *brokers* e plataformas de bolsa de energia na Europa. Cabe observar que grande parte dos *brokers* está sediada no centro financeiro de Londres, mas fazem negócios em todo o continente.

Figura 2: Bolsas de Energia e *Brokers* mais ativos na Europa, em 2015



■ – EXCHANGES

- 1 – APX Commodities Ltd
- 2 – APX Power B.V.
- 3 – Belpex NV
- 4 – Borsa Italiana IDEM market - IDEX segment
- 5 – BSP d.o.o.
- 6 – CME Europe Limited
- 7* – Croatian Power Exchange Ltd. (CROPEX)
- 8 – Energy Exchange Austria, EXAA
- 9* – ETPA B.V.
- 10 – European Energy Exchange, EEX AG
- 11 – European Power Exchange, EPEX SPOT
- 12 – Gestore dei mercati energetici – GME
- 13 – Hungarian Power Exchange Ltd., HUPX
- 14 – ICE Endex Derivatives BV
- 15 – ICE Futures Europe
- 16* – Independent Bulgarian Energy Exchange (IBEX)
- 17 – LAGIE SA
- 18 – MEFF Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados, S.A.
- 19 – N2EX/Nord Pool Spot AS

- 20 – Nasdaq OMX Oslo ASA
- 21 – Nasdaq OMX Stockholm AB
- 22 – Nord Pool Spot AS
- 23 – OKTE, a.s.
- 24 – OMIE, OMI-Polo Español, S.A.
- 25 – OMP - Pólo Português, S.G.M.R., S.A.
- 26 – OTE, a.s.
- 27 – Polish Power Exchange, POLPX
- 28 – Power Exchange Central Europe, PXE a.s.
- 29 – Romanian gas and electricity market operator, OPCOM S.A.
- 30 – Single Electricity Market Operator, SEMO

● – BROKERS

- 1 – 42 Financial Services a.s.
- 2 – ARRACO GLOBAL MARKETS LTD
- 3 – BGC Brokers L.P.
- 4 – CommErg B.V.
- 5 – Corretaje e Información Monetaria y de Divisas Sociedad de Valores SOCIEDAD ANONIMA, CIMD SV

- 6 – Enterprise Commodity Services Limited
- 7 – GFI Brokers Limited
- 8 – Griffin Markets Limited
- 9 – ICAP Energy AS
- 10 – ICAP Energy Limited
- 11 – InfoEngine S.A.
- 12 – Marex Spectron International Limited
- 13 – OTCex SA
- 14 – Ovovis GmbH
- 15 – POWER SPRINTER GmbH
- 16 – Shard Capital Partners LLP
- 17 – SPX, s.r.o.
- 18 – TFS Derivatives Ltd
- 19 – Tradition (Dubai) Ltd**
- 20 – Tradition Financial Services (Finacor Deutschland GmbH)
- 21 – Tradition Financial Services Ltd
- 22 – Tradition Italia SRL
- 23 – Tullett Prebon (Europe) Limited
- 24 – Tullett Prebon (Securities) Limited

* Started to operate in 2016

** United Arab Emirates

Fonte: (ACER, 2015).

A Tabela 1 exhibe os volumes, em GWh, negociados nas principais bolsas de derivativos de energia europeias. O volume está fortemente concentrado na EEX e na Nasdaq Commodities, que representaram, em 2015, respectivamente, 53% e 32% do total negociado. A terceira maior bolsa de *commodities*, a polonesa POLPX, transaciona pouco mais de 10% do volume de energia da maior bolsa, a EEX. EEX e Nasdaq Commodities concentram negociações de produtos dos mercados mais líquidos, os países nórdicos e a Alemanha.

Tabela 1: Volume de derivativos negociados nas bolsas de *commodities* de energia europeias, em 2015

Nome	Países cobertos	Volume anual (GWh)
EEX	BE, CH, DE (AT, LU), ES, FR, GR, IT, NL, Nordicos, RO	1.548.797
NASDAQ Commodities	DE (AT, LU), NL, Nórdicos, UK	927.000
POLPX	PL	162.937
ICE ENDEX	BE, DE (AT, LU), IT, NL, UK	135.642
OMIP	ES, PT	92.779
GME	IT	30.341
PXE	CZ, HU, PL, SK	21.653
IDEX	IT	15.046
HUPX	HU	4.162
Total de derivativos de energia negociados em bolsa		2.938.357

Fonte: (ACER, 2015).

A Tabela 2 apresenta o volume total de derivativos de energia negociados em cada país, especificando quais bolsas negociam produtos para cada país e fazendo a abertura entre contratos em bolsa e contratos de balcão.

Tabela 2: Volume de derivativos negociados por país, com abertura entre contratos em bolsa e OTC, em 2015

País	Bolsas com produtos negociados	Volume anual produtos a prazo (GWh)		
		Bolsas	OTC	Total
Alemanha	EEX, ICE, NASDAQ	1.263.695	2.025.976	3.289.671
Áustria	EEX, ICE, NASDAQ	153.520	246.126	399.645
Bélgica	EEX, ICE	13.447	5.518	19.168
Dinamarca	EEX, NASDAQ	73.837	53.651	127.488
Eslováquia	PXE	974		974
Espanha	EEX, OMIP (MIBEL)	72.069	184.106	256.175
Estônia	EEX, NASDAQ	22.267	16.180	38.447
Finlândia	EEX, NASDAQ	109.530	79.586	189.116
França	EEX	82.701	785.601	868.302
Grécia	EEX	315		315
Holanda	EEX, ICE, NASDAQ	118.126	204.935	323.061
Hungria	HUPX, PXE	7.111	143.563	150.673
Itália	EEX, GME, ICE, IDEX	161.021	205.262	366.283
Letônia	EEX, NASDAQ	15.806	11.485	27.291
Lituânia	EEX, NASDAQ	20.375	14.805	35.180
Luxemburgo	EEX, ICE, NASDAQ	15.159	24.304	39.463
Noruega	EEX, NASDAQ	314.897	228.808	543.704
Polônia	POLPX, PXE	162.945	77.850	240.795
Portugal	OMIP (MIBEL)	5.837		5.837
Reino Unido	ICE, NASDAQ	5.030	300.679	305.709
República Tcheca	PXE	17.723	123.362	141.085
Romênia	EEX	58	13.315	13.374
Suécia	EEX, NASDAQ	310.187	225.386	535.573
Suíça	EEX	1.229	155.013	156.242
Total		2.947.859	5.125.511	8.073.571
% do total		37%	63%	100%

Fonte: (ACER, 2015).

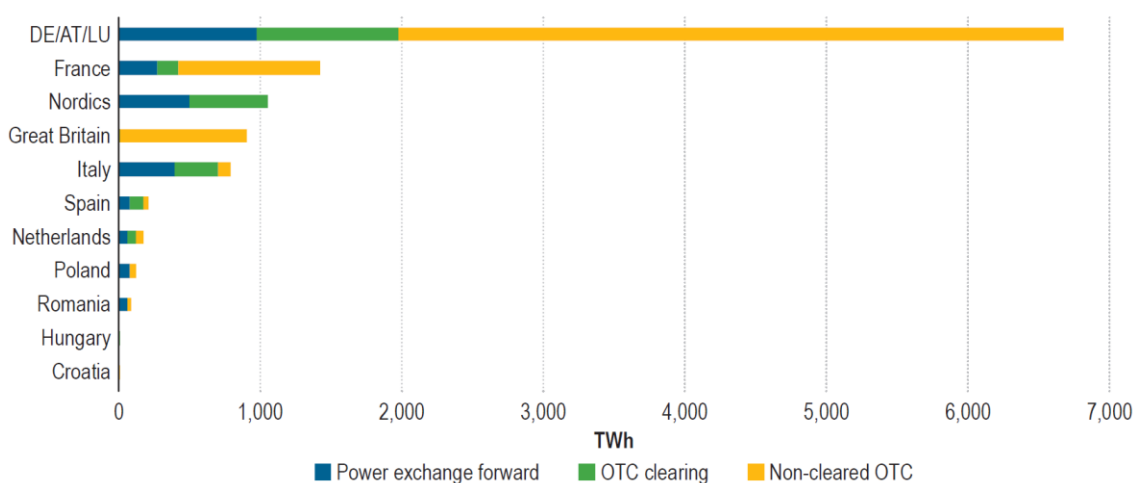
De acordo com a Tabela 2, no agregado europeu, a maior parte das negociações a prazo são OTC (63%), enquanto as bolsas de derivativos são responsáveis pelo restante (37%). Porém, a situação varia muito de acordo com o país. Nos países nórdicos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), as transações em bolsa são predominantes. Na outra ponta, o volume de transações em bolsa na França, na Inglaterra e na Suíça representa uma pequena fração do total.

As bolsas de derivativos costumam ser consideradas como um ambiente financeiramente mais robusto, uma vez que sempre operam associadas a

uma *clearing*. Entretanto, um dos desdobramentos da crise econômica de 2008 foi um reforço na regulação financeira que tornou os mercados de balcão mais robustos. Além do reforço nos mecanismos de supervisão financeira de tais mercados, alguns deles oferecem a opção de gerir as garantias de transações bilaterais através de *clearings*, como será visto a seguir.

Dados mais recente da ACER permitem uma visão mais detalhada da composição das transações a prazo nos mercados elétricos europeus. O Gráfico 1 mostra o volume de contratos a prazo transacionados em mercados europeus de energia, em 2017, com a separação entre os contratos de mercado de balcão liquidados em uma *clearing* e os contratos balcão liquidados fora de *clearing*, os quais, portanto, possuem risco de crédito estritamente bilateral.

Gráfico 1: Volumes transacionados a prazo nos mercados de energia europeus, por país e por tipo de contrato
Ano: 2017 (em TWh)



Fonte: (ACER, 2018).

Percebe-se pelo Gráfico 1 que, em 2017, a estrutura dos mercados a prazo com respeito à participação dos contratos OTC utilizando uma *clearing* varia bastante dos diversos países e regiões da Europa. Em um extremo, nos países Nórdicos, os contratos OTC são sempre liquidados em uma *clearing*. No outro extremo, no Reino Unido, todos os contratos bilaterais são liquidados fora de *clearing* e, por isso, implicam sempre em risco de contraparte.

Após a crise financeira de 2008, tem sido feito um esforço regulatório a nível internacional para induzir os agentes a reduzirem o volume de derivativos transacionados fora de bolsa e com risco de contraparte. Isso porque um dos fatores que desencadeou aquela crise foi a operação alavancada e sem supervisão financeira adequada de alguns agentes operando no mercado de derivativos de crédito (*Credit Default Swaps*). O caso mais emblemático foi o do Lehman Brothers, um banco de investimento de porte médio, mas com forte atuação em derivativos de crédito, cuja quebra foi o estopim da crise.

No que diz respeito aos derivativos do mercado elétrico europeu, em 2017, o volume total de negociações em mercado de balcão caiu cerca de 20% em relação ao ano anterior. Ao mesmo tempo, a participação relativa das operações liquidadas em *clearing* dentro do mercado OTC tem crescido na Europa (ACER, 2018).

Cabe destacar que, para que uma *clearing* possa assumir o risco de crédito e gerenciar as garantias associadas a uma operação OTC, é preciso que exista um mercado de derivativos líquido que possua o mesmo risco subjacente do contrato OTC. Isto é importante porque, caso uma das partes do contrato entre em default ou não seja capaz de atender aos requisitos de garantia, a *clearing* deve assumir a posição de contraparte da transação, seja para liquida-la prontamente, seja para assumir o contrato durante o restante do prazo, caso em que a *clearing*, pelos procedimentos padrão de gerenciamento de risco, procurará tomar em mercado uma posição em contratos que neutralize a exposição do contrato original.

Esta última hipótese só é viável caso haja um mercado de derivativos negociados em bolsa com liquidez adequada. Isso explica, pelo menos em parte, o motivo pelo qual, no Reino Unido, onde não há liquidez em derivativos negociados em bolsa, também não há negociação de contratos OTC de energia liquidados em *clearing* (ver **Erro! Fonte de referência não encontrada.**). O mesmo se aplica, em menor escala, na Alemanha e na França, onde uma parcela relativamente pequena dos contratos a prazo é negociada em bolsa, o mesmo se verificando para os contratos OTC liquidados em *clearing*.

1.3. *Nível de liquidez*

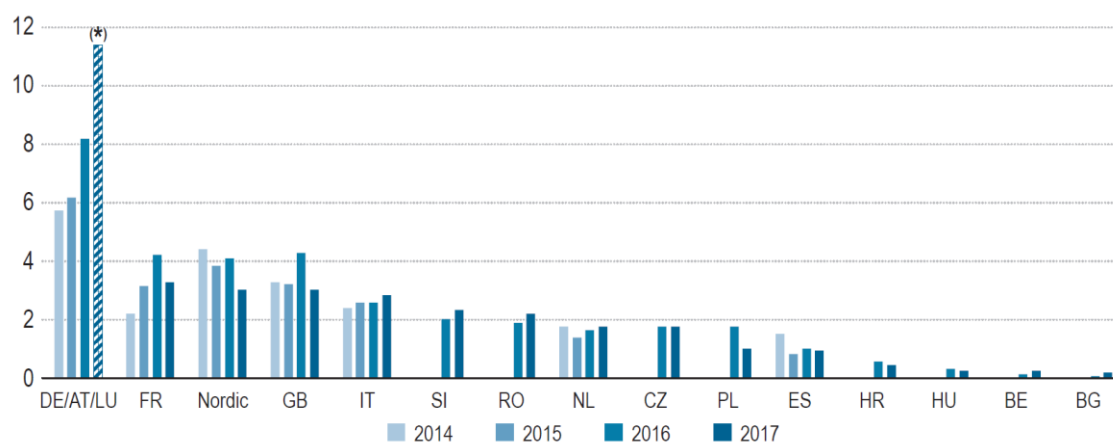
A liquidez do mercado é um indicador muito importante para o seu bom funcionamento. Em um mercado atacadista de energia, é importante que os participantes tenham oportunidade de negociar posições com liquidez adequada, tanto nos mercados a prazo, quanto entre os períodos horários de cada dia. A liquidez do mercado pode ser medida de várias maneiras e, dentre estas métricas, as mais utilizadas são (ACER, 2018):

1. O *churn factor* indica os volumes transacionados a prazo através de bolsas e corretores, expressos como a proporção do consumo físico do mercado. O *churn factor* pode ser calculado como a razão entre o volume de todas as negociações em todos os prazos executados em um determinado mercado e a demanda total por energia elétrica. Quanto maior o *churn factor* mais líquido é o mercado.
2. O *spread bid-ask* é a diferença média entre as ofertas de compra mais altas (*bid*) e as ofertas de venda mais baixas (*ask*) ao longo de todo o período de negociação de um determinado produto. O *spread bid-ask* normalmente é calculado apenas em mercados de negociação contínua, onde os agentes colocam em sistema eletrônico suas ofertas de compra e venda. Se em certo período, em média, a maior oferta de compra para um determinado contrato for \$ 50/MWh e a menor oferta de venda for de \$ 51/MWh, o *spread bid-ask* será de \$ 1/MWh. Quanto menor for o *spread bid-ask*, menos voláteis serão as cotações dos ativos no curtíssimo prazo e mais eficiente será a formação de preços. Normalmente, mercados pouco líquidos possuem um *spread bid-ask* elevado e mercados com alta liquidez possuem um *spread bid-ask* pequeno.

A primeira métrica está relacionada à dimensão do mercado e pode ser aplicada tanto para produtos negociados em ambiente eletrônico, como em mercado de balcão organizado. A segunda métrica reflete a eficiência da formação de preço no mercado e se aplica apenas a mercados em regime de negociação contínua, onde os agentes colocam suas ofertas de compra e venda nos sistemas de negociação à espera que haja um casamento de propostas.

O Gráfico 2 apresenta os *churn factors* para os mercados a prazo europeus, entre 2014 e 2017.

Gráfico 2: Churn factor nos mercados a prazo europeus de 2014 a 2017



Fonte: (ACER, 2018)¹

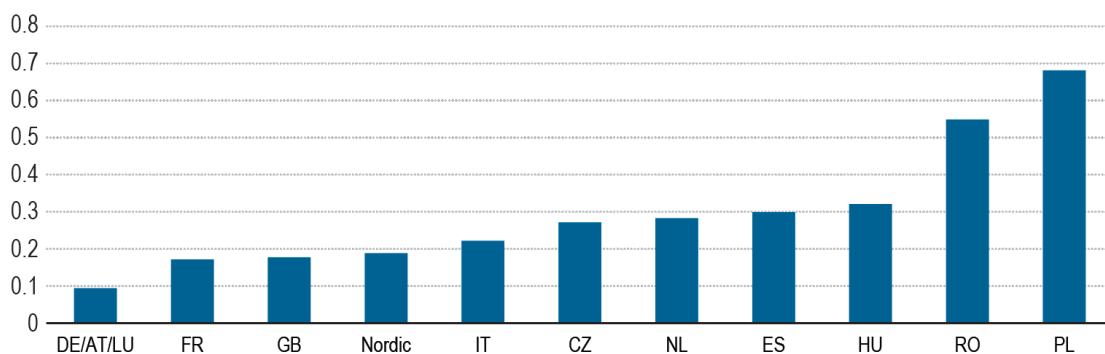
A região da Alemanha, Áustria e Luxemburgo, que à época constituíam uma área única de preços, são de longe os mercados mais líquidos, transacionando em contratos a termo de seis a doze vezes o seu consumo elétrico². A França, os países nórdicos, a Grã-Bretanha e a Itália possuem liquidez intermediária em contratos a prazo, negociando entre duas e quatro vezes o consumo elétrico nestes contratos. Os demais países possuem liquidez mais reduzida em contratos a prazo. Notadamente, todos os países da Europa do leste (Eslovênia, Romênia, República Checa, Polónia, Croácia e Bulgária), que possuem mercados elétricos constituídos mais recentemente, apresentam liquidez reduzida. Entretanto, países da Europa Ocidental (Holanda, Espanha e Bélgica) apresentam liquidez baixa em contratos a prazo.

¹ O gráfico mostra estimativas de volumes negociados a prazo em relação ao consumo segundo o Eurostat. Para França, Grã Bretanha, Itália, Holanda, países nórdicos e Espanha, os dados sobre volumes negociados são do European Power Trading 2018 Report, da Prospex. Para Bélgica, Bulgária, Croácia, República Checa, Hungria, Polónia, Romênia e Eslovênia, os dados sobre volumes negociados são dos respectivos reguladores nacionais. Para a Alemanha, a fonte de dados de negociações é o European Power Trading 2018 Report, da Prospex, exceto para 2017, em que os dados são do regulador alemão.

² A fonte de dados de volume total de contratos a prazo não é a mesma para todos os anos. Entre 2014 e 2016, estes dados são da European Power Trading 2018 Report. Já os dados de 2017 são do regulador alemão. Percebe-se que os valores extremamente altos de 2017 podem estar relacionado a esta descontinuidade na série de dados.

O *spread bid-ask* é apresentado no Gráfico 3 para uma seleção de mercados a prazo europeus, calculado a partir de um contrato a prazo de um ano, negociado em 2017, para entrega em 2019. O *spread bid-ask* mais baixo é o da Alemanha/Áustria/Luxemburgo (menos de € 0,10/MWh), seguido dos mercados da França, da Grã-Bretanha, da região nórdica (todos um pouco abaixo de € 0,20/MWh) e da Itália. Estes são justamente os cinco mercados mais líquidos da Europa, segundo o indicador *churn factor*. Já os mercados menos líquidos segundo o indicador *churn factor* e que possuem dados de mercados de negociação contínua para contratos de entrega, em 2019, possuem *spread bid-ask* mais elevado, indo de € 0,30/MWh (Espanha e Hungria) a quase € 0,70/MWh (Polônia).

**Gráfico 3: *Spread bid-ask* dos mercados a prazo europeus, em 2017
Produto anual, entrega em 2019, em €/MWh**



Fonte: (ACER, 2018).

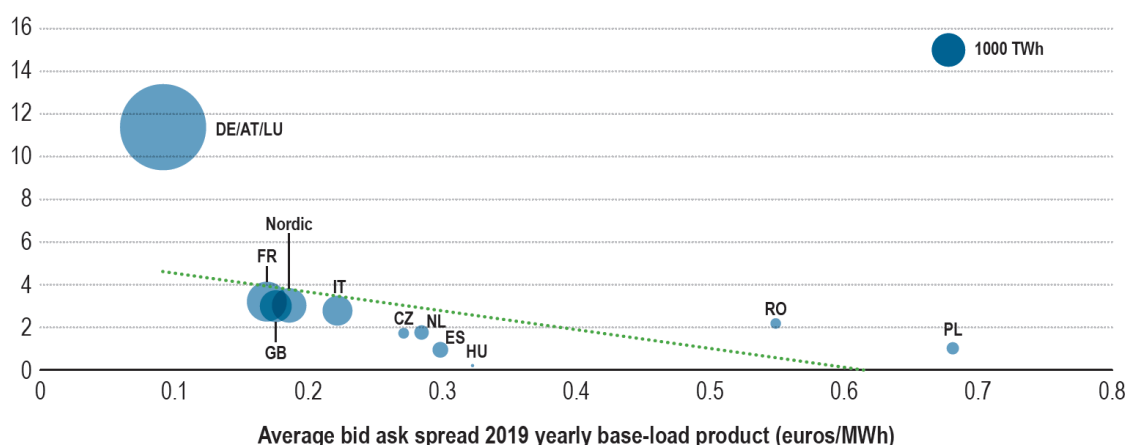
Não é possível estabelecer uma correlação direta entre o volume de energia consumida em um mercado e os indicadores de liquidez, haja vista que mercados grandes, como o britânico, podem vir a apresentar alta liquidez em alguns casos e baixas liquidez em outros (Espanha e Polônia). Além disso, o porte das economias tampouco parece ser o único determinante, pois economias relativamente pequenas, como é o caso da região nórdica, podem apresentar alto nível de liquidez (ACER, 2018). Já o volume total das transações a prazo (independente do consumo de eletricidade do mercado) parece ter uma melhor relação com os indicadores de liquidez.

O Gráfico 4 relaciona os dois indicadores anteriormente apresentados ao volume transacionado em mercados a prazo. O tamanho dos círculos

representa o volume de negociações a prazo em cada mercado, em proporção ao círculo escuro no canto superior direito do gráfico, que representa um volume de negociação a prazo de 1.000 TWh ao ano.

Nota-se que há uma correlação negativa moderadamente forte entre os volumes negociados a prazo nos mercados elétricos e o *spread bid-ask*, representado no eixo X. Em outras palavras, o *spread bid-ask* tende a ser menor para os mercados que negociam maiores volumes de energia a prazo, o que indica uma formação de preços mais eficiente em mercados com maiores volumes de transação. Por outro lado, o *churn fator* também tende a ser maior em mercados com grande volume de negociações a prazo.

Gráfico 4: Churn fator, Bid-ask spread (produto anual, entrega em 2019) e volumes de energia negociados a prazo nos mercados europeus, em 2017



Fonte: (ACER, 2018).

1.4. Produtos comercializados nos mercados de energia a prazo

A variedade na oferta de produtos é, em princípio, uma indicação de que o mercado oferece amplas oportunidades para negociações entre os agentes, como pode ser visto na Tabela 3.

A Tabela 3 traz os tipos de contratos financeiros a prazo ofertados nos países europeus. Os mercados estão ordenados de acordo com o volume total de contratos a prazo negociados, em GWh. Por um lado, é perceptível a diversidade na oferta de produtos a prazo nos mercados

européus. A alternativa mais comum é a disponibilidade de contratos futuros ou a termo, sendo estas as únicas alternativas identificadas para diversos países. Já *Contract for Difference (CfD)*, *Electricity Price Area Differentials (EPAD)* e *Spreads* estão disponíveis em diversos países, enquanto opções podem ser negociadas um em conjunto ainda mais limitado de países. Uma definição para os diversos produtos apresentados na tabela está um pouco abaixo no texto.

Tabela 3: Tipos de contratos financeiros a prazo, segundo os países europeus, em 2014

País ou Mercado	Futuros e/ou termo	Swaps, EPADs e Spreads	Opções	Outros	Volume total a prazo (GWh)
Alemanha, Áustria, Lux	X	X	X		3.728.779
Nórdicos + Bálticos	X	X	X		1.496.799
França	X	X			868.302
Itália	X	X			366.283
Holanda	X				323.061
Reino Unido	X				305.709
Espanha	X	X	X	X	256.175
Polónia	X				240.795
Hungria	X				150.673
República Tcheca	X				141.085
Bélgica	X				19.168
Romênia	X				13.374
Portugal	X				5.837
Eslováquia	X				974
Grécia	X				315

Fonte: (ACER, 2015).

É particularmente notável que, em mercados onde são negociados volumes relativamente pequenos de energia, isto é, todos os países da parte de baixo da tabela, só existem produtos mais simples. De modo geral, os mercados que negociam maiores volumes possuem opções de contratação mais variadas. A Espanha aparece como uma exceção, apresentando maior diversidade de produtos do que mercados maiores como França, Itália, Holanda e Reino Unido.

Os principais tipos de produtos a prazo utilizados como *hedge* para proteção ao risco do preço da energia no mercado a prazo são (ACER, 2015):

- i) Futuros de eletricidade: um contrato de futuros é um acordo juridicamente vinculante com uma bolsa de *commodities* para comprar ou vender uma mercadoria ou um instrumento especificado, em uma data fixa no futuro, a um preço acordado no momento da negociação. Quando existe compra e venda de futuros, o comprador e vendedor operam produtos padronizados em termos de prazo e condições da troca, tornando a transação simples e fácil de executar. Além disso, os contratos de futuros possuem baixas taxas de comissão em comparação com outros instrumentos negociados. As transações de futuros são feitas anonimamente e fornecem transparência de preços ao comprador e ao vendedor. Como há uma disponibilidade limitada de tipos de contratos, pode haver risco de base, isto é, os contratos disponíveis podem não oferecer um *hedge* matematicamente perfeito para algumas necessidades. A rotina de fazer ajustes financeiros diários das posições, de acordo com as variações das cotações dos contratos, faz com que, todos os dias, sejam realizados os lucros ou as perdas das posições dos agentes. Por outro lado, a necessidade de honrar ajustes diários em dinheiro e, eventualmente, de fazer depósito de garantias adicionais, em função de variações nas cotações dos ativos, criam um risco de liquidez para os agentes.
- ii) Contratos a termo: são contratos bilaterais entre um comprador e um vendedor para comprar/receber eletricidade em algum momento no futuro a um preço especificado. O preço pode ser fixo ou flutuante e os contratos são geralmente comercializados em OTC, compensados e liquidados em dinheiro. A liquidez do mercado depende da disposição dos compradores e vendedores a celebrar um contrato a prazo e o risco mais significativo é o da contraparte/risco de crédito. Em algumas plataformas de balcão organizado, é possível firmar este tipo de contrato com gestão de pagamentos e de garantias feito por uma *clearing*, o que elimina o risco de crédito.
- iii) Swaps de eletricidade: é um instrumento financeiro que permite aos agentes fazerem a troca entre dois indexadores, por exemplo, entre um preço fixo e o preço flutuante da eletricidade, em um determinado mercado. Em mercados de energia ou de

outras *commodities*, um *swap* permite que um cliente bloqueie o preço de compra ou de venda de uma mercadoria para uma quantidade acordada, durante um período de tempo acordado. Essas transações tendem a ser OTC e são financeiramente resolvidas (não envolvem entrega física), fornecendo transparência de preços para o comprador e o vendedor.

- iv) EPAD: permitem aos participantes do mercado se protegerem contra o risco relacionado à diferença entre o preço de uma área e o preço do mercado. Utilizando apenas contratos futuros, não é possível fazer uma cobertura perfeita do risco de preços no mercado nórdico, tendo em vista que, se há congestionamento de rede, o preço de uma área será diferente do preço do sistema nórdico, ao qual o contrato futuro está referido. Portanto, a cobertura do risco de preços apenas através de futuros implica em um risco de base, pois o preço ao qual se refere o contrato futuro pode não representar o custo real de energia elétrica para o agente. O risco de base, neste caso, é igual à diferença entre o preço da área na localização física do participante do mercado e o preço do sistema. Tal risco pode ser mitigado através dos EPAD.
- v) Spreads: A EEX recentemente introduziu os *Spreads* entre seus produtos, os quais são análogos aos EPAD do NordPool e permitem que os participantes negociem diferenças de preços entre as diversas áreas de entrega cobertas por negociações na EEX. Os produtos combinam os futuros de localização oferecidos no EEX e permitem que os participantes do mercado se protejam contra quaisquer diferenças resultantes.
- vi) Opções de eletricidade: uma opção dá ao comprador o direito, mas não a obrigação, de comprar (“opção de compra”) ou de vender (“opção de venda”) uma quantidade específica de uma mercadoria a um preço fixo no futuro, neste caso uma quantidade fixa de eletricidade subjacente a um preço de exercício pré-especificado pelo tempo até a expiração da opção. O comprador da opção paga um prêmio pelo direito de exercer a opção. Todas as opções são compostas de um preço *strike*, um período de exercício, uma metodologia de liquidação e um prêmio. As opções costumam ser negociadas em bolsas de

derivativos, mas também podem também ser transacionadas OTC.

1.5. *Considerações finais sobre o caso europeu*

Apesar do esforço contínuo por parte da Comissão Europeia de promover a integração dos mercados elétricos, os mercados europeus de eletricidade ainda apresentam características bastante distintas entre si.

Em muitos países, a liquidez para operações a prazo e mesmo à vista é relativamente fraca. Em geral, os mercados com menor liquidez encontram-se na região Sudeste da Europa, embora a Bélgica, Portugal e a Eslováquia também exibam baixa proporção entre a negociação de produtos a prazo e a demanda física do mercado, considerando que os produtos a prazo negociados em um ano são menores que a demanda anual por energia física. No caso da região Sudeste da Europa, o nível de liquidez pode ser compreendido como relacionado à falta de maturidade dos mercados e ao seu tamanho relativamente reduzido. Por outro lado, países como a área compreendida pela Alemanha, Áustria e Luxemburgo, a região nórdica, a França e a Grã-Bretanha apresentam um volume de negócios a prazo que representa 300% ou mais da demanda anual.

Nota-se que, em alguns mercados, predominam estruturas financeiras sólidas. O caso extremo é o dos países nórdicos, onde quase a totalidade das operações a prazo é realizada em bolsas de derivativos ou em contratos firmados em mercados de balcão organizado, com a gestão de pagamentos e garantias realizada por uma *clearing*. Na outra ponta, o Reino Unido é um mercado onde grande parte das transações a prazo é realizada por contratos bilaterais, sem suporte de uma *clearing*. No caso do Reino Unido, isso pode ser decorrência da dominância histórica no mercado atacadista de seis grandes grupos econômicos, que verticalizam as atividades de comercialização de energia e de geração e realizam *hedge* mediante contratos bilaterais, muitas vezes intra grupo.

No que diz respeito à variedade de oferta de produtos, é possível perceber, nos mercados de energia europeus, uma preferência por produtos básicos, isto é, contratos futuros e a termo, apesar de mercados com maior volume de energia negociada a prazo, como o alemão e o

nórdico, oferecem aos agentes maior variedade de opções de contratação. Na maioria dos mercados, os produtos mensais e anuais são preferidos, mas quando oferecidos, os produtos trimestrais também podem se tornar populares, como se verifica nos mercados espanhol e português (OMIP MIBEL), no mercado italiano (IDEX) e no mercado do Reino Unido (ICE) (ACER, 2015).

Adicionalmente, há uma maior oferta de produtos financeiros do que de produtos físicos. Além disso, via de regra, produtos financeiros tendem a ser mais líquidos do que produtos que envolvem entrega física de energia. As razões decorrem mais do lado da demanda do que do produtor, pois, embora os grandes *players* com investimentos em ativos de geração possam ter uma preferência por produtos físicos, os comercializadores menores e, sobretudo, as *tradings* oriundas do mercado financeiro e bancos consideram os produtos financeiros mais fáceis de trabalhar, uma vez que não os comprometem a fazer conciliações com a entrega efetiva de energia.

Finalmente, cabe destacar que uma limitação apontada sobre o desenho geral do mercado elétrico europeu é a dificuldade dos agentes realizarem *hedge* para eventuais exposições no mercado de balanço. Na Europa, os produtos a prazo têm como referência de preço do mercado diário. Em princípio, este desenho parece sensato devido ao caráter estruturalmente residual, em relação ao mercado diário, do mercado de balanço, administrado pelo Operador do Sistema de cada país. Entretanto, o crescimento das fontes renováveis de energia eólica e solar, notadamente intermitentes, tem levado os mercados de balanço a estarem, frequentemente, mais desacoplados das posições que os mercados a prazo buscam traduzir, isto é, do preço da energia no mercado diário, e não há disponibilidade de produtos com liquidez adequada que permitam fazer *hedge* contra estas situações.

2. O mercado elétrico atacadista norte-americano

Nos Estados Unidos, não existe, como na Europa, um projeto de longo prazo para criar um mercado atacadista único de energia. Os mercados

norte-americanos são regionais, sob gestão e controle dos ISO e RTO. A estrutura de mercado é diferente dos mercados regionais europeus. Na Europa, cada país tem o seu operador da rede de transporte (alguns, como a Alemanha, têm mais de um), que opera apenas o mercado de balanço, ao passo que os mercados regionais de energia são geridos por entidades independentes, com frequente atuação supranacional, responsáveis pelas transações no mercado do dia seguinte e intradiário (mercados *spot* europeus).

Já nos EUA, o operador do mercado é sempre o operador do sistema, que administra o mercado do dia seguinte, as transações em tempo real, os mercados de FTR e, por vezes, outros produtos, como contratos de capacidade ou confiabilidade. Além disso, diversos estados americanos, sobretudo no sudeste do país, não se interessaram por criar ou aderir a um mercado atacadista de eletricidade e mantêm sistemas verticalmente integrados, sem comércio interestadual de eletricidade.

Os mercados americanos seguem um modelo de negociações de curto prazo, com preços nodais. Estes mercados estão frequentemente organizados em sistemas de *pool*, em que os agentes comercializam energia, principalmente no DAM e no mercado em tempo real (*Real Time*).

Nota-se que a regulação do mercado de energia norte-americano é fragmentada. Historicamente, as *utilities* são da competência regulatória dos estados e apenas negócios que envolvem comércio entre estados são regulados por uma autoridade regulatória federal. Assim, há contratos de energia que são da alçada do regulador de energia de cada um dos estados, as PUC. Já as negociações nos mercados físicos regionais são reguladas e supervisionadas pelo regulador federal de energia a FERC.

Os mercados organizados de contratos a prazo de energia são regulados e supervisionados pelo regulador federal dos mercados de derivativos de *commodities* a CFTC. Finalmente, os contratos firmados em ambiente de balcão desorganizado não são objeto de supervisão e os agentes que os firmam não estão obrigados a fornecer informações sobre seus contratos ao supervisor financeiro.

Esta fragmentação regulatória e o fato de não haver, como na Europa, uma entidade responsável pela supervisão do mercado de energia como um todo impossibilitam a realização de um cruzamento de dados que reflita as transações de energia celebradas em todos os ambientes.

O Gráfico 5 traz os grandes números disponíveis referentes ao mercado atacadista de energia americano. Nele, estão incluídos os mercados regionais regulados pela FERC (os ISO e RTO), os mercados dos estados que não liberalizaram a comercialização de energia no atacado, a contratação em instrumentos financeiros regulados pela CFTC e os contratos a termo firmados em mercados de balcão desorganizados cujo volume não é conhecido (ambos em verde).

Gráfico 5: Mercado de energia americano



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

Fonte: Nodal Exchange.

A carga total dos EUA, em 2017, foi de aproximadamente 4.000 TWh, dos quais 2.900 TWh corresponderam aos mercados regionais regulados pela FERC (ISO e RTO) e 1.100 TWh originou-se de estados que não possuem mercados regionais de energia, sendo estes regulados exclusivamente pelas PUC.

Neste mesmo ano, registraram-se 5.000 TWh de contratos físicos de energia, entre contratos regulados pela FERC e pelas PUC. Tais contratos estão concentrados em estados que não aderiram a mercados de energia e possuem um modelo de contratação de longo prazo regulada, como é o caso da Califórnia, e em estados com esquemas de suporte de longo prazo à promoção de novos projetos de geração baseada em energias renováveis. O volume de contratos físicos de energia superior à carga reflete o fato de que este tipo de contrato frequentemente possui prazos de vários anos.

O mercado de *Financial Transmission Rights*, regulado pela FERC, atingiu a marca de 11.900 TWh, no ano de 2017. Os FTR são contratos que protegem os agentes de eventuais diferenças de preços entre pontos da rede. Estes contratos costumam ter prazos de até três anos e são negociados em leilões organizados pelos ISO ou RTO. Para que um agente possa montar uma posição de *hedge* contra as variações dos preços em um mercado regional americano, ele normalmente negocia um contrato a prazo associado ao preço médio do mercado ou de uma de suas áreas e negocia, também, um FTR que o proteja contra a diferença de preços entre uma determinada barra do sistema e o preço médio do mercado ou de uma área do mercado. Os FTR normalmente não são uma alternativa à contratação a prazo em bolsa de derivativos ou em mercado OTC, mas um produto complementar utilizado pelos agentes.

Nas bolsas de *commodities* de energia norte-americanas, são negociados contratos futuros e opções para compra e venda de energia, utilizando como referência os preços dos mercados regionais do país. Em 2018, foram negociados 5.200 TWh em futuros e 500 TWh em opções. Este total de 5.700 TWh em derivativos negociados em bolsa representou um pouco mais do que o dobro da carga dos ISO e RTO (2.900 TWh, em dados de 2017) aos quais tais derivativos se referem.

Há, ainda, um volume desconhecido de contratos bilaterais firmados em ambiente de balcão desorganizado, que não utilizam uma *clearing* financeira e não passam pelo escrutínio de uma entidade de supervisão de risco. Com relação a este aspecto, convém destacar a diferença marcante entre a regulação norte-americana e a europeia, na qual os

participantes do mercado de energia são obrigados a declarar suas posições neste tipo de contrato.

A inexistência de um órgão que faça a supervisão de todo o mercado de energia americano impede o cálculo de indicadores mais precisos e desagregados, como os que foram exibidos na parte anterior para o mercado europeu. Além de não haver sequer estimativas sobre volumes de contratos negociados em mercados de balcão, também não estão disponíveis dados agregados sobre o total de derivativos negociados em cada mercado regional de referência, com segmentação por prazo ou por tipo de produto.

No que diz respeito à liquidez, os números agregados disponíveis apontam para um volume expressivo de negociações. A Tabela 4 traz a razão entre o volume negociado em derivativos de energia e o consumo de eletricidade dos mercados regionais americanos e de alguns países europeus selecionados.

Tabela 4: Volume de derivativos de energia negociados em relação ao consumo de eletricidade nos EUA e em alguns países europeus selecionados

País	% Demanda
Noruega	288%
Suécia	248%
Alemanha	244%
Dinamarca	236%
Média mercados EUA	203%
Finlândia	137%
Polônia	131%
Holanda	111%
Média Europa	94%
Itália	56%
República Tcheca	31%
Espanha	30%
França	19%
Reino Unido	2%

Fonte: elaboração própria, com base em ACER 2015 e Nodal Exchange. Os dados dos países europeus se referem a 2015 e dos mercados americanos se referem a 2017-2018.

A partir da Tabela 4, é possível observar que a razão entre o volume de derivativos negociados em bolsa e o consumo total de eletricidade é maior nos EUA do que na média da União Europeia (203% contra 93%) e está próxima dos valores atingidos pelos mercados mais líquidos da Europa, como a Alemanha e os países nórdicos. Infelizmente, devido à inexistência de dados para transações OTC em contratos a prazo, nos EUA, não é possível elaborar indicadores mais completos de liquidez.

A infraestrutura financeira utilizada nos mercados de energia americanos é sofisticada no que diz respeito aos mercados de derivativos de energia negociados em bolsas de *commodities*, uma vez que todas elas dispõem de uma *clearing*, que assume o risco de crédito das operações.

Nota-se que as políticas de garantias dos mercados *spot* regionais americanos são mais homogêneas do que aquelas observadas na Europa. As políticas de crédito adotadas são condizentes com os parâmetros mínimos de gestão de risco e garantias definidos pela FERC Order nº 741/2010. Todavia, a infraestrutura financeira adotada é significativamente menos robusta do que aquela adotada em uma *clearing* financeira, pois o modelo utilizado implica no compartilhamento das perdas por inadimplência entre os participantes dos mercados.

3. O caso brasileiro

O mercado atacadista de energia brasileiro encontra-se, ainda, em um estado inicial de liberalização. O ambiente de comercialização regulado respondeu, em 2018, por aproximadamente 70% da energia consumida no país. Trata-se de um ambiente em que são negociados, em uma rotina de leilões organizados pelo estado, contratos regulados para a compra de energia pelas distribuidoras, tanto de novos empreendimentos de geração, como de empreendimentos existentes. Os contratos não são padronizados e não existem negociações em mercado secundário.

Há, também, um ambiente de negociação não regulado, o mercado livre, onde consumidores de maior porte podem comprar energia diretamente de geradores ou de comercializadores. Este ambiente representa 30% do consumo de eletricidade do país.

A comercialização de energia, no Brasil, é feita exclusivamente através de contratos bilaterais, não havendo a possibilidade, atualmente, de qualquer modalidade de contratação multilateral. No mercado regulado, são firmados contratos bilaterais entre distribuidoras e geradores. Já no mercado livre, os contratos bilaterais são livremente negociados, em um ambiente de balcão não organizado. Todos os contratos devem ser registrados no operador do mercado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, para fins de comprovação de lastro e de apuração das diferenças entre os volumes contratados e os valores medidos. No caso do mercado livre, o registro na CCEE não precisa ser feito no momento da negociação, podendo ocorrer até depois de encerradas as medições.

Tampouco existe no Brasil, um mercado *spot* para a compra de energia com entrega no curtíssimo prazo, nos moldes dos mercados diários europeus e norte-americanos. O despacho das usinas é definido pelo Operador do Sistema, com o auxílio de modelos computacionais, sem considerar os contratos. Depois de disponibilizadas as medições, a CCEE procede com um mecanismo de conciliação de diferenças, chamado de MCP, que realiza o ajuste compulsório entre as posições contratadas pelos agentes e a energia medida. As diferenças são contabilizadas a um preço marginalista calculado por modelos computacionais, o PLD.

Nota-se que a liquidez para a negociação está concentrada, basicamente, em transações no mercado livre. A Tabela 5 exhibe algumas estatísticas e indicadores deste mercado. O número de agentes operando no mercado livre é elevado e inclui, não apenas grandes consumidores, como consumidores de médio porte que podem adquirir apenas energia de fonte incentivada (eólica, biomassa, pequenas centrais hídricas e solar) e comercializadoras, tanto aquelas ligadas a grandes grupos econômicos do setor elétrico, como algumas ligadas a instituições financeiras e *tradings* de pequeno porte.

Tabela 5: Estatísticas e indicadores do mercado livre, de agosto de 2018 a maio de 2019

	mai/19	abr/19	mar/19	fev/19	jan/19	dez/18	nov/18	out/18	set/18	ago/18
Consumidores no Mercado Livre	6.066	5.993	5.926	5.819	5.763	5.709	5.659	5.611	5.544	5.495
- Consumidores Especiais	5.168	5.097	5.026	4.932	4.876	4.826	4.777	4.733	4.669	4.626
- Consumidores Livres	898	896	900	887	887	883	882	878	875	869
Consumo de energia no ML (MWmed)	19.415	20.021	19.722	18.406	19.631	19.476	18.957	19.143	19.017	18.634
Volume transacionado (MWmed)	78.682	78.553	77.708	104.058	107.351	108.967	104.400	88.352	85.517	89.934
Liquidez (taxa de rotatividade)	4,05	3,92	3,94	5,65	5,47	5,59	5,51	4,62	4,5	4,83

Fonte: (Abraceel, Edição de maio de 2019.)

A última linha da tabela traz o indicador de liquidez do mercado, calculado como a razão entre a energia transacionada e o consumo do mercado livre. O índice de liquidez variou no período retratado entre 3,92 e 5,65 (média de 4,80 no período), o que indica que este nicho do mercado atacadista de energia brasileiro tem alta liquidez, comparável à liquidez dos mercados europeus mais líquidos.

Do ponto de vista da disponibilidade de produtos e de ambientes de negociação, o mercado livre conta apenas com uma plataforma de negociação, a BBCE, em que são negociados contratos bilaterais físicos padronizados, para registro na CCEE. Além dos contratos a termo, são negociados *swaps*, sobretudo de fonte (convencional/incentivada) e de submercado, e há diferentes opções de flexibilidade na contratação e na sazonalização da energia, especialmente destinadas aos consumidores finais. Estes contratos têm risco bilateral, não existindo a opção de liquidação em *clearing* ou de registro em uma entidade administradora de um mercado de balcão organizado. Tampouco existem, hoje, no Brasil, negociações com derivativos de energia em bolsa. O que existe são planos em curso para transformar a BBCE em uma administradora de um mercado organizado de derivativos, com aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e, posteriormente, para criar uma bolsa de derivativos.

Destaca-se que a supervisão do mercado de energia é, ainda, muito incipiente. As negociações com contratos físicos no mercado livre não possuem registro imediato obrigatório e não há um mecanismo de supervisão que permita a avaliação das posições dos agentes, prevenindo a montagem de posições demasiadamente alavancadas. Com o possível advento da negociação de derivativos em um mercado de balcão

organizado ou em bolsa, o mercado livre poderá passar, no futuro, a contar com a supervisão financeiro de uma administradora de mercado e do regulador financeiro.

4. Análise da robustez dos sistemas de pagamentos

Um dos aspectos da robustez financeira de um mercado é a qualidade das infraestruturas de mercado que ele utiliza, o que, por sua vez, depende da robustez do sistema de pagamentos do país. Trata-se de um assunto que é objeto da regulação e da supervisão de mercados internacionais e que possui acompanhamento sistemático publicamente disponível.

O BIS e a IOSCO editaram, em 2012, um documento denominado *Principles for Financial Market Infrastructures*, que lista um conjunto de 24 princípios aplicáveis às chamadas Infraestrutura de Mercado, além de cinco responsabilidades para os bancos centrais, reguladores de mercados e outras autoridades relevantes.

Em síntese, este documento tinha por objetivo propor a adoção de um conjunto de iniciativas visando aumentar a segurança dos Sistemas de Pagamentos, dos Sistemas de Negociação, das Centrais Depositárias e das Contrapartes Centrais, reconhecendo que estas entidades, se corretamente estruturadas, possuem um papel central na manutenção da estabilidade do sistema financeiro internacional. Por outro lado, estas entidades podem ser, também, propagadoras das crises, contagiando instituições e mercados e ampliando o risco de crises sistêmicas.

Logo em sua introdução, o documento reconhece que, embora as Infraestruturas de Mercado tenham tido um desempenho satisfatório na crise de 2008/2009, alguns eventos específicos revelaram a necessidade de aprimoramentos nas recomendações existentes até então para a estruturação dos sistemas de pagamentos³.

³ BIS, Bank of International Settlements. 2001. *Core Principal for Systemically Important Payment Systems*. Disponível em: www.bis.org.

Na avaliação das duas autoridades supranacionais, a adoção desses aprimoramentos nas diversas jurisdições tornaria as Infraestruturas de Mercado mais sólidas, mitigando uma série de riscos intrinsicamente associados às atividades de registro, negociação, compensação e liquidação das operações de pagamentos e aquelas envolvendo ativos e contratos financeiros.

Assim, a adesão a essas recomendações, além de tornar os sistemas de pagamentos mais robustos, também reduziria a probabilidade de que os choques que ciclicamente atingem os mercados financeiros internacionais se propaguem, aumentando o risco da ocorrência de crises sistêmicas.

Ao mesmo tempo, as duas entidades desenvolveram uma metodologia própria para avaliar a aderência dos países a esses padrões, bem como instituíram uma força tarefa com o objetivo de acompanhar sua implementação, em um conjunto inicial de 28 países. Assim, desde 2013, esta força tarefa produz um relatório anual, geralmente publicado nos meses de junho, denominado *Implementation Monitoring of PFMI: Level 1 Assessment Report*, através do qual analisam o estágio de adesão dos 28 países ao conjunto de 24 princípios⁴ que foram estabelecidos como

⁴ Os 24 princípios são:

1. Base legal: o arcabouço legal deve ser transparente e aplicável a todos os participantes e jurisdições.
2. Governança: os arranjos de governança devem ser transparentes e considerar os interesses dos diversos *stakeholders*.
3. Gestão de riscos: as infraestruturas de mercado devem dispor de sistemas de gerenciamento de riscos preparados para enfrentar os riscos de crédito, liquidez, legal e operacional.
4. Risco de crédito: as infraestruturas de mercado devem dispor de recursos necessários para cobrir a eventual inadimplência de seus participantes.
5. Colaterais: as infraestruturas de mercado devem dispor de sistema de gerenciamento e colaterais que considere, adequadamente, os riscos de crédito e de liquidez dos ativos aceitos como garantia.
6. Margens: as contrapartes centrais devem administrar as exposições de seus participantes, através de sistemas consistentes de cálculo de margem que sejam permanentemente revistos.
7. Risco de Liquidez: as infraestruturas de mercado devem medir, monitorar e administrar, adequadamente, o risco de liquidez.
8. Certeza de Liquidação: as infraestruturas de mercado devem assegurar que, uma vez registrada, a operação é irrevogável.
9. Liquidação em reservas: as operações devem preferencialmente ser liquidadas em reservas bancárias mantidas nos Bancos Centrais.
10. Entrega Física: as infraestruturas de mercado devem estar plenamente preparadas para liquidarem operações em que haja entrega física.

referência para a avaliação dos bancos centrais, dos reguladores de mercados e de outras autoridades relevantes. Como mencionado, também foi definido um conjunto de cinco responsabilidades⁵, que são igualmente avaliadas.

-
11. Centrais Depositárias: estas entidades devem dispor de regras e procedimentos que garantam a integridade dos ativos e que permitam a realização de transferências eletrônicas entre seus titulares.
 12. Entrega contra pagamento: as infraestruturas de mercado devem eliminar o risco de perda de principal.
 13. Procedimentos para situações de inadimplência: as infraestruturas de mercado devem ter regras claras para administrarem o default de um participante.
 14. Segregação e identificação das posições individualizadas dos participantes: as infraestruturas de mercado devem dispor de procedimentos que segreguem as posições e as garantias depositadas de cada participante.
 15. Risco do negócio: as infraestruturas de mercado devem dispor de ativos líquidos para fazer frente a possíveis perdas em seus ambientes de negócios.
 16. Risco de custódia: as infraestruturas de mercado devem assegurar que o acesso aos ativos dos participantes ocorrerá sem erros e de forma célere.
 17. Risco operacional: as infraestruturas de mercado devem ter sistemas apropriados, políticas, procedimentos e controles que reduzam o risco de interrupção das transações associados a problemas operacionais.
 18. Requerimentos de acesso: as infraestruturas de mercado devem fixar critérios transparentes e inclusivos para a entrada de novos participantes.
 19. Modalidades de participação diferenciada: as infraestruturas de mercado devem monitorar os riscos associados aos diversos tipos de participantes e suas alçadas.
 20. Risco de redes: as infraestruturas de mercado devem monitorar os riscos associados a falhas nos links com os demais participantes.
 21. Eficiência e efetividade: as infraestruturas de mercado devem estar atentas às necessidades de seus participantes e dos mercados em que atuam.
 22. Padrões de comunicação: as infraestruturas de mercado devem adotar padrões e procedimentos de comunicação aceitos internacionalmente.
 23. Transparência de regras: as infraestruturas de mercado devem possuir regras e procedimentos claros que assegurem aos participantes um entendimento acurado de seus riscos.
 24. Divulgação de informações: as infraestruturas de mercado devem disponibilizar as informações solicitadas pelas autoridades e pelo público em geral.

⁵ As cinco responsabilidades são

1. Regulação e Supervisão: as infraestruturas de mercado devem estar sujeitas a um sólido arcabouço regulatório, de supervisão e de auditoria.
2. Regulação e Supervisão (marco legal e disponibilidade de recursos): autoridades devem estar investidas de poder formal e dispor de recursos suficientes para realizarem as tarefas de supervisão e de fiscalização.
3. Transparência: as políticas de regulação, supervisão e fiscalização devem ser claramente definidas e divulgadas.
4. Adoção aos Princípios: Bancos Centrais, reguladores de mercados e outras autoridades relevantes devem adotar os “Princípios” que a eles se aplicarem.

Por definição, mais sólidos e eficientes serão os sistemas financeiros dos países que estiverem em conformidade com estas recomendações. Entretanto, o documento reconhece que cada mercado doméstico possui as suas especificidades e que a adaptação pode exigir algumas adequações a estas situações especiais.

Em agosto de 2013, foi publicado o primeiro relatório de avaliação quanto à aderência de 28 países aos 24 princípios e às cinco responsabilidades. A metodologia adotada neste documento previa que a adesão de cada jurisdição poderia ser classificada em quatro níveis:

- Nível 1: nenhuma iniciativa havia sido tomada no sentido da implementação das recomendações;
- Nível 2: algumas medidas preliminares foram sugeridas, mas ainda não incorporadas ao marco regulatório;
- Nível 3: todas as medidas destinadas a implementação haviam sido publicadas; e
- Nível 4: o marco legal está completamente estruturado, ou seja, os 24 princípios estão consolidados no aparato regulatório e já estão sendo exigidos. Adicionalmente, as autoridades têm plena capacidade para implementar suas cinco responsabilidades.

A primeira rodada de avaliações encontrou apenas dois países totalmente aderentes às recomendações: Japão e Austrália. Quanto ao Brasil, o relatório informava que Banco Central do Brasil e a CVM já estavam plenamente aderentes às cinco responsabilidades, porém os 24 princípios ainda não estavam totalmente implementados.

O segundo relatório, publicado em maio de 2014, informava que seis países teriam encerrado seus processos de adesão, entre eles o Brasil. Ao longo de 2013, o Banco Central e a CVM publicam um série de normas que finalizavam o processo de adesão do país às recomendações internacionais, o que tornou o Brasil um dos únicos oito países que estavam plenamente em conformidade com as recomendações internacionais.





5. Cooperação com outras autoridades: Bancos Centrais, reguladores de mercados e outras autoridades relevantes devem cooperar entre si e com entidades internacionais.

A Gráfico 6, a seguir, oriundo da publicação *Implementation Monitoring of PFMI: Fifth update to Level 1 Assessment Report*, sistematiza em termos comparativos o grau de adesão de diversos países aos princípios e responsabilidades. Nele, o Brasil continua recebendo o nível 4 em todos os requisitos, o que corresponde à total adesão às recomendações do BIS e da IOSCO. A maior parte dos países desenvolvidos também atingiu esta classificação, com a notável exceção dos EUA.

Gráfico 6: Grau de adesão de países monitorados aos princípios e responsabilidades para infraestruturas de mercado, julho de 2018

Jurisdiction	Principles				Responsibilities			
	PSs	CSDs & SSSs	CCPs	TRs	PSs	CSDs & SSSs	CCPs	TRs
Argentina ¹	4	3/4	3	3	4	4	4	4
Australia	4	4	4	4	4	4	4	4
Belgium	4, EUR ³	4, EU	4, EU ²	4, EU	4, EUR	4	NA	NA/EU
Brazil	4	4	4	4	4	4	4	4
Canada	4	4	4	4	4	4	4	4
Chile	[2] 4	[1] 4	[1] 4	1	4	4	4	1
China	4	4	4	4	4	4	4	4
European Union (EU) / Eurosystem (EUR) ⁴	4	4	4	4	4	NA	NA	4
France	4, EUR	4, EU	4, EU	4, EU	4, EUR	4	4	NA/EU
Germany	4, EUR	4, EU	4, EU	4, EU	4, EUR	4	4	NA/EU
Hong Kong SAR	4	4	4	4	4	4	4	4
India	4	4	4	4	4	4	4	4
Indonesia	4	4/1	1	NA	4	4	4	NA
Italy	4, EUR	4, EU	4, EU	4, EU	4, EUR	4	4	NA/EU
Japan	4	4	4	4	4	4	4	4
Korea	4	4	4	1	4	4	4	1
Mexico	4	4	[3] 4	[3] 4	4	4	4	4
Netherlands	4, EUR	4, EU	4, EU	4, EU	4, EUR	4	4	NA/EU
Russia	4	4	4	4	4	4	4	4
Saudi Arabia	4	[1] 4	[NA] 1	4	4	4	[NA] 1	4
Singapore	4	4	4	4	4	4	4	4
South Africa	4	4	4	2	4	4	4	2
Spain	4, EUR	4, EU	4, EU	4, EU	4, EUR	4	4	NA/EU
Sweden	4	4, EU	4, EU	4, EU	4	4	4	NA/EU
Switzerland	4	4	4	4	4	4	4	4
Turkey	4	4	4	4	4	4	4	4
United Kingdom	4	4, EU	4, EU	4, EU	4	4	4	NA/EU
United States	4	[3/4] 4	[3/4] 4	[1/3] 1/4	4	4	4	4

Legend:

	Jurisdictions surveyed in this update	
	Rating of "4"	
	Rating lower than "4"	x: Ratings modified in this update
	NA	[y]: Ratings in the previous update

¹ When FMIs within an FMI type are under different authorities' jurisdictions and the implementation status varies depending on the jurisdiction, a split rating is assigned. ² "EU" refers to the member states of the Eurozone. ³ "EUR" refers to the Eurozone. ⁴ "Eurosystem" refers to the member states of the Eurozone as for the Eurosystem. ⁵ "EU" refers to the member states of the Eurozone as for the Eurosystem. ⁶ "Eurosystem" refers to the member states of the Eurozone as for the Eurosystem.

Fonte: (BIS, 2018).

Glossário:

- 1) CCP - Contraparte Central: entidade que se interpõe entre as contrapartes, agindo como o comprador para todos os vendedores e o vendedor para todos os compradores.
- 2) PS - Sistemas de Transferência e de Pagamentos: sistema utilizado para liquidar transações financeiras por meio de transferências monetárias.
- 3) CSD - Central Depositária: instituição que presta, em caráter principal, o serviço de depósito centralizado de ativos.
- 4) SSS - Sistemas de Liquidação de Ativos: sistema que realiza simultaneamente a confirmação, a compensação e a liquidação de operações com títulos, além da custódia de valores mobiliários.
- 5) TR - Repositórios de Derivativos: entidade que compila e armazena dados de transações com derivativos em banco de dados continuamente atualizado.

5. Infraestruturas financeiras dos mercados elétricos

Os mercados organizados europeus e norte-americanos apresentam exemplos de vários tipos de esquemas de gerenciamento de riscos e de garantias. A Tabela 6 apresenta as características gerais de 12 mercados, de acordo com o tipo (*spot* ou derivativo) e com a eventual presença de uma *clearing* ou de mecanismos de compartilhamento de perdas por inadimplência entre seus participantes.

No caso dos mercados *spot*, foram selecionados sete mercados: Nord Pool Spot, EPEX Spot, OMIE, CAISO, ERCOT, NEISO e PJM. As infraestruturas financeiras são bastante diferentes, indo do uso de uma *clearing* financeira (EPEX Spot), passando por um caso em que são emuladas as características de uma *clearing* financeira (Nord Pool Spot), até demais casos em que a estrutura de garantias não envolve uma *clearing* e implica em compartilhamento de eventuais perdas por inadimplência entre os agentes do mercado.

No caso dos mercados de derivativos, foram selecionados seis mercados: ICE, Nodal Exchange, NYMEX, Grupo EEX, OMIE e OMIP, todos eles acoplados a *clearings*.

Tabela 6: Infraestrutura de mercados elétricos

Tipo	Nome	País/Região	Clearing
Spot	Nord Pool Spot	Países Nórdicos e outros	Nord Pool
	EPEX Spot	Alemanha, França, Reino Unido, Holanda, Bélgica, Austria, Suíça e Luxemburgo	ECC
	OMIE	Mercado Ibérico	Não
	CAISO	California	Não
	ERCOT	Texas	Não
	NEISO	New England	Não
	PJM	Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e Distrito de Columbia	Não
Derivativos	ICE	Mercados norte-americanos	ICE NGX
	Nodal Exchange	Mercados norte-americanos	Nodal Clear
	Nymex	Mercados norte-americanos	CME
	Grupo EEX	Diversas regiões na Europa	ECC
	OMIP	Mercado Ibérico	Omiclear

Fonte: elaboração própria.

Apresenta-se uma descrição sucinta dos diversos casos. O NordPool Spot oferece serviços de negociações nos mercados de DAM e intradiário, além de *clearing* e liquidação para os seus clientes. Cabe ressaltar que o Nord Pool é a contraparte central de todas as posições abertas pelos participantes do mercado, tendo operacionalizado um esquema de *clearing*, sujeita à regulação elétrica norueguesa, mas com características que se parecem muito com as *clearings* financeiras. A *clearing* realiza as operações de liquidação das negociações em todos os dias úteis bancários.

Já a EPEX Spot foi criada em 2009, a partir da fusão entre a Powernext e a EEX AG e cobre áreas dos seguintes países: Alemanha, França, Reino Unido, Holanda, Bélgica, Áustria, Suíça e Luxemburgo. Estes mercados representam cerca de 50% do consumo de energia elétrica na Europa. A EPEX Spot faz parte do grupo EEX e, em 2015, se integrou ao grupo APX (EPEX SPOT, 2019).

Os mercados da EPEX Spot possuem como contraparte central a ECC, empresa do grupo EEX, que atua como *clearing* para todos os mercados atendidos, incluindo mercados *spot*, como o EPEX Spot, e mercados de derivativos, como a EEX. A ECC é a entidade que assume as obrigações do comprador vis-à-vis o vendedor e vice-versa e atua como responsável financeiro pelas transações em caso de inadimplemento de uma das

partes. No caso de um eventual default, a ECC garante o pagamento e a entrega dos volumes comercializados.

A adoção de uma *clearing* para gestão de pagamentos e garantias requer que as transações nela realizadas por agentes do setor elétrico ocorram através de bancos. Assim, bancos internacionais operam como membros da *clearing* (ECC, no caso presente) e participam das atividades de liquidação das transações nos mercados *spot* e mercados de derivativos atendidos, seja em nome próprio, seja em nome de clientes. Já os agentes do setor elétrico que atuam nas plataformas de negociação atendidas pela *clearing* devem se registrar na ECC como membros que não realizam *clearing* e utilizar serviços de um membro de compensação (banco) para liquidar suas transações.

O OMIE funciona como uma contraparte para todas as transações realizadas nos mercados diário e intradiário do MIBEL. Destaca-se que o OMIE se limita a gerenciar as garantias dos agentes operando no mercado físico e, em caso de inadimplência ou recuperação judicial de um agente, permite que os débitos em aberto fiquem concentrados em uma única entidade, que representa todos os agentes do mercado. Assim, no OMIE, eventuais perdas decorrentes do default de um agente são compartilhadas entre os demais agentes do mercado elétrico. Trata-se de uma solução menos robusta financeiramente do que as adotadas pelo NordPool Spot e pelo Epex Spot.

Ainda no âmbito dos mercados *spot*, foram selecionados quatro mercados físicos regionais norte-americanos: CAISO, ERCOT, NEISO e PJM. Tais mercados operam sem uma *clearing* financeira, implementando um esquema de garantias que implica no compartilhamento de perdas por inadimplência entre os agentes, análogo, em linhas gerais, ao adotado pelo OMIE. Os operadores destes mercados são compradores de todas as operações de venda e vendedores de todas as operações de compra. Entretanto, eles não se responsabilizam financeiramente pelas transações, limitando-se a gerenciar as garantias dos agentes e a executar débitos em eventuais casos de inadimplência. As perdas apuradas por insuficiência de garantias ou pela quebra de um agente são compartilhadas entre os participantes do mercado.

Já com relação aos mercados de derivativos de energia nos EUA, foram selecionados três mercados: ICE, Nodal Exchange e NYMEX. A ICE reúne os ambientes eletrônicos em que mais se comercializa derivativos de energia elétrica no mundo. Ademais, a ICE conta com três bolsas (ICE Futures U.S., a ICE Futures Europe e a ICE Endex), que oferecem diversos contratos de futuros e opções, contando com uma *clearing* do mesmo grupo para liquidar as operações nos mercados de energia norte-americanos e europeus.

A Nodal Exchange é uma bolsa de derivativos de energia que pertence ao grupo alemão EEX. Ela oferece contratos de eletricidade que estão referenciados nos preços marginais locais de diversos nós das redes dos mercados *spot* regionais americanos. As transações realizadas na Nodal Exchange são liquidadas na Nodal Clear.

Na NYMEX, são negociados contratos futuros e opções de energia elétrica, atendendo a diversos mercados norte-americanos. Ela utiliza os serviços da *clearing* do Grupo CME.

No caso dos mercados de derivativos de energia europeus, foram abordados o Grupo EEX e o OMIP.

A EEX é a principal bolsa de derivativos da Europa, fazendo parte do grupo de mesmo nome. Pertencente ao grupo Deutsche Borse, o grupo EEX é formado pelas seguintes companhias: European Energy Exchange (EEX), EPEX SPOT, Powernext, EEX Asia, Power Exchange Central Europe (PXE), Nodal Exchange e as câmaras de comercialização ECC e Nodal Clear. A EEX reúne diversos ambientes de negociação de energia, incluindo bolsas de derivativos e mercados *spot*. Além disso, a ECC atua como contraparte central financeira de todos os mercados atendidos pelo grupo EEX, sejam eles mercados *spot* ou de derivativos.

Finalmente, o OMIP administra um mercado de energia para contratação a prazo e dispõe da OMIClear para serviços de *clearing* e *settlement*. O OMIP e o OMIClear fornecem uma plataforma para negociação de produtos ligados ao mercado de energia elétrica, sobretudo no mercado ibérico. O OMIP mantém uma plataforma de negociação de contratos de energia padronizados, que podem ser para entrega física ou para ajuste financeiro de posições. Já a OMIClear atua como câmara de compensação

e contraparte central, oferecendo serviços de compensação e liquidação e assumindo papel de contraparte central face às transações realizadas no OMIP. Portanto, a OMIClear é uma entidade análoga à ECC, com a diferença de que esta última oferece seus serviços para uma grande diversidade de mercados, de portes variados.

6. Conclusão: comparação de indicadores financeiros

Ao longo do texto, foram apresentadas as principais características dos mercados atacadistas de energia europeus (Seção 1) e americanos (Seção 2), além dos indicadores de financeiros disponíveis para estes mercados. Na Seção 3, foi apresentado o caso do Brasil, um mercado ainda em fase de liberalização e que utiliza, para o ainda pequeno mercado desregulado, infraestruturas de mercado bastante frágeis. Na Seção 4, foram apresentados dados que permitem ranquear os países de acordo com a conformidade de seus sistemas de pagamentos com as normas internacionais. Nesta comparação, o Brasil saiu-se muito bem, como um dos países com um sistema de pagamento solidamente estabelecido. Na Seção 5, foram comparadas as infraestruturas financeiras de diversos mercados elétricos, tanto *spot* como de derivativos.

Nesta última seção, será feita uma comparação geral entre os países e os mercados estudados, além de serem apresentadas algumas considerações finais. Os dados disponíveis para alguns mercados ou países nem sempre estão disponíveis para os demais, o que torna uma comparação direta difícil. Porém, as informações reunidas, aqui, são suficientes para ranquear as experiências estudadas, de acordo com uma série de critérios, apresentados a seguir.

Existem vários atributos que permitem aferir a robustez de um mercado. Em primeiro lugar, mercados robustos são mercados que dispõem de farta liquidez, em que os agentes possuem amplas oportunidades de contratar suas necessidades de energia e, sobretudo, de gerir seus portfólios de contratos, tendo flexibilidade para montar e realocar, tempestivamente, suas posições. Mercados líquidos também costumam fornecer uma referência de preços sólida para seus participantes, ao contrário de mercados com poucas transações ou que possam experimentar oscilações

relevantes entre as transações, sem que isso seja reflexo de mudanças nos seus fundamentos. A Tabela 7 apresenta indicadores de liquidez disponíveis para regiões ou países selecionados.

Tabela 7: Indicadores de liquidez de regiões ou países selecionados

País/Região	Indicador	Valor	Liquidez
Alemanha, Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia	Contratos a prazo/Consumo	5,43	Alta
Média da Europa	Contratos a prazo/Consumo	2,58	Média
Alemanha, Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia	Derivativos em Bolsa/Consumo	2,40	Alta
Média da Europa	Derivativos em Bolsa/Consumo	0,94	Média
EUA (mercados regionais)	Derivativos em Bolsa/Consumo	2,03	Alta
Brasil (ACL)	Contratos registrados/Consumo	4,80	Alta

Fonte: elaboração própria, com base em (ACER, 2015), (Abraceel, Edição de maio de 2019.), Nodal Exchange 2019.

No alto da tabela, há um índice de liquidez para negociações a prazo, calculado como a razão entre o volume de energia em contratos a prazo firmados em um ano, seja em bolsa de derivativos ou em mercado de balcão, e consumo total de eletricidade, no mesmo período. Destaca-se que, no numerador, não estão consideradas compras no mercado *spot*.

Os países nórdicos e a Alemanha são os mercados com maior liquidez, com o índice médio de 5,48, o que quer dizer que, em um ano, foram firmados contratos a prazo que ultrapassaram o consumo nesta razão, indicando serem mercados bastante ativos. A média da Europa, mesmo incluindo a Alemanha e o mercado nórdico, é de 2,58 para o indicador, o que caracteriza uma liquidez intermediária, considerando que vários mercados europeus possuem fraca liquidez para contratação a prazo.

Na parte intermediária da tabela, há uma comparação entre o indicador, formado pelo volume de derivativos negociados em bolsa, em um ano, e o consumo total do mercado, no mesmo período. A escolha deste indicador deve-se ao fato de ser o único indicador para contratação a prazo disponível para os mercados regionais americanos. Por este indicador, Alemanha e os países nórdicos, mercados elétricos com forte liquidez, obtêm 2,40. Já os mercados regionais americanos obtêm 2,03 no

mesmo indicador, o que indica um mercado de derivativos que possui, em média, liquidez considerável. A liquidez de todas as modalidades de contratação a prazo com referência de preços para os mercados americanos é, provavelmente, um número muito maior, porém não há estatísticas disponíveis a respeito. A média europeia no indicador derivativos em bolsa/mercado é de apenas 0,94.

Finalmente, o indicador disponível para liquidez para o mercado elétrico brasileiro é a razão entre os contratos do ACL registrados na CCEE e consumo do ACL. O valor do indicador é elevado, equivalendo a 4,80. Deve-se destacar, em primeiro lugar, que, diferentemente dos indicadores calculados para outros mercados, este inclui tanto contratos a prazo, como contratos registrados após a divulgação das medições, isto é, contratos de balanço ou *ex-post*. Outro ponto a ser considerado é que o indicador está restrito ao mercado liberalizado (livre), que representa apenas 30% do consumo de energia do país. Não obstante estas observações, trata-se de um mercado bastante líquido.

Um segundo aspecto da robustez de um mercado é o seu grau de solidez financeira. Um mercado sólido financeiramente é aquele em que os agentes possuem a sua disposição oportunidades de fazer negócios que envolvam riscos reduzidos, sobretudo o risco de contraparte. A solidez financeira, por sua vez, desdobra-se em vários aspectos, a serem analisados em seguida.

O primeiro deles é a resiliência das infraestruturas de mercado, que envolvem os sistemas de pagamento e de garantias utilizados pelos mercados organizados.

Tabela 8: Solidez do sistema de pagamentos

País/Região	Solidez financeira
EUA	Intermediário
Europa	Excelente
Brasil	Excelente

Fonte: elaboração própria, com base em (BIS, 2018).

Segundo a avaliação do BIS (BIS, 2018), demonstrada na Tabela 8, acima, o Sistema de Pagamentos americano possui um nível intermediário de

conformidade com as suas recomendações e as recomendações da IOSCO, devido a não conformidade com alguns princípios estabelecidos por estas instituições. A União Europeia tem um nível de conformidade excelente. Finalmente, o Brasil tem conformidade em todos os itens avaliados pelo BIS, possuindo um dos Sistemas de Pagamentos reconhecidamente mais robustos do mundo, junto a países como Japão, Reino Unido, Austrália, Singapura e Hong Kong.

Outro aspecto importante é a qualidade da supervisão financeira do mercado elétrico, que envolve a capacidade do supervisor de conhecer as posições dos agentes, detectar tempestivamente eventuais problemas de manipulação do mercado e de montagem de posições excessivamente alavancadas e agir de forma preventiva ou corretiva. A Tabela 9 foi elaborada com base no trabalho de pesquisa realizado para este texto e classifica a qualidade da supervisão financeira europeia, americana e brasileira.

Tabela 9: Qualidade da supervisão financeira

País/Região	Qualidade de supervisão
Europa	Muito boa
EUA	Fragmentar
Brasil	Incipiente

Fonte: elaboração própria.

A Europa possui o sistema mais sofisticado de supervisão financeira da atualidade e o mercado elétrico conta com uma supervisão financeira em dois níveis. Além da regulação da supervisão pelos reguladores elétricos e financeiros nacionais, a União Europeia centralizou, no ACER, o acesso a informações fornecidas pelos mercados organizados que negociam produtos referenciados ao preço da energia e sujeitos à regulação financeira, pelos mercados *spot*, sujeitos à regulação elétrica, e pelos agentes, que a têm obrigação de reportar, em regime praticamente contínuo, informações sobre a sua contratação de energia. Isto permite realizar uma série de cruzamento de informações que dão ao ACER acesso a dados completos sobre o mercado elétrico.

Já os EUA possuem uma regulação e supervisão de mercado fragmentar. A comercialização de energia no atacado responde, em alguns casos, ao regulador federal, a FERC, e, em outros casos, aos reguladores estaduais, as PUC. Além disso, as negociações em bolsa de derivativos são reguladas e supervisionadas pelo regulador federal das bolsas de *commodities*, a CFTC, que, por sua vez, não chega a exercer uma supervisão efetiva sobre as negociações bilaterais com energia. A causa desta fragmentação tem, em parte, raízes históricas, pois o governo federal americano costuma possuir uma atuação limitada sobre atividades e serviços públicos que ocorrem estritamente dentro do território dos estados. Não obstante, a atuação de cada supervisor de mercado está restrita a um aspecto do mercado de energia.

Já no caso do Brasil, a supervisão financeira dos mercados elétricos é ainda incipiente. A supervisão do regulador elétrico está concentrada no mercado regulado, não dispondo sequer informação tempestiva sobre as posições dos agentes operando no mercado livre. Tampouco as transações no mercado livre são realizadas, até o momento, em mercados organizados, sujeitos à supervisão do regulador financeiro e, por isso, não há a prática de registro de contratos bilaterais no momento de sua negociação. Há, aqui, portanto, grande espaço para avanço.

Outro aspecto importante é a solidez das infraestruturas de mercado efetivamente utilizadas pelos mercados elétricos, que incluem, por vezes, as infraestruturas do mercado financeiro, já mencionadas acima, e, por outras vezes, as infraestruturas customizadas para os mercados elétricos.

A Tabela 10, abaixo, apresenta a qualidade das infraestruturas de mercado utilizadas em mercados elétricos selecionados.

Tabela 10: Qualidade das infraestruturas de mercado utilizadas por mercados elétricos

Mercados	Tipo de infraestrutura
Mercados regionais americanos	Compartilhamento de perdas
OMIE	Compartilhamento de perdas
EPEX Spot, NordPool Spot	Clearing
Bolsas de derivativos	Clearing
Mercado atacadista brasileiro	Risco bilateral

Fonte: elaboração própria.

As infraestruturas de mercado utilizadas pelos mercados elétricos regionais americanos, como PJM, NEISO e CAISO, são reguladas pela FERC. Os operadores destes mercados americanos gerenciam as garantias requeridas dos agentes, calculam as necessidades de eventuais aportes de garantias adicionais e se responsabilizam por executar garantias e tentar recuperar valores devidos por agentes inadimplentes ou em recuperação judicial. Eles não assumem, entretanto, o risco das operações, no sentido de que não garantem aos agentes credores o recebimento pontual dos valores que lhes são devidos. Em caso de perdas por inadimplência, os prejuízos são rateados pelos agentes. O OMIE funciona de forma análoga.

Já o EPEX Spot e o Nord Pool Spot, entidades que administram mercados *spot* europeus, operam acoplados a uma *clearing*, que não apenas gerencia as necessidades de aportes de garantias e as obrigações de pagamentos dos agentes, como se responsabiliza, efetivamente, pelo pagamento dos valores devidos aos agentes credores. Trata-se de um esquema análogo ao adotado por todas as bolsas de derivativos internacionais, sejam elas americanas, europeias, brasileiras e de outros países, constituindo a modalidade mais robusta de esquema de pagamentos e de garantias disponíveis para mercados organizados em bolsa.

No Brasil, a única modalidade de contratação hoje disponível no mercado desregulado (livre) é a bilateral, em que os agentes tomam o risco de crédito da contraparte, podendo negociar, de comum acordo, as garantias a serem oferecidas. Trata-se de uma infraestrutura de mercado bastante frágil, sobretudo na medida em que, como foi visto acima, este mercado tem uma supervisão de risco incipiente.

Finalmente, a disponibilidade de produtos com perfil e liquidez adequados é importante para que um mercado seja robusto, pois permite aos agentes montar posições que minimizem o risco de base, isto é, que reflitam adequadamente as variações dos fatores de risco envolvidos e permitam montagem de posições de *hedge* e de financiamento seguras. A Tabela 11 traz uma avaliação dos produtos padronizados disponíveis nos mercados organizados.

Tabela 11: Disponibilidade de produtos padronizados

Mercado	Disponibilidade de produtos
EUA	Diversificada
Europa	Diversificada para os mercados mais líquidos
Brasil	Relativamente diversificada

Fonte: elaboração própria.

Nos EUA, as bolsas que negociam derivativos de energia oferecem ampla gama de produtos, que permitem aos agentes operando nestes mercados várias alternativas de montagem de posições de *hedge*, incluindo desde contratos futuros e opções referenciados aos preços dos mercados regionais, até produtos referidos diretamente aos preços em barras selecionadas. Na Europa, a situação é diversificada, havendo maior oferta de produtos aos mercados que apresentam maior liquidez. Os mercados com pouca liquidez, como o Reino Unido, possuem à disposição apenas produtos básicos, como futuros.

Já no caso do Brasil, a BBCE já fornece um conjunto de produtos padronizados, com considerável liquidez para contratos curtos (poucos meses). Os agentes utilizam basicamente contratos físicos, embora contratos de *swap* bilaterais também sejam negociados. Não existe, ainda, nenhuma alternativa para contratação através de mercados organizados, seja na modalidade bilateral ou multilateral, e tampouco existe uma *clearing*.

Conforme mencionado, o mercado livre brasileiro ainda se encontra em fase inicial de liberalização. O modelo atual de comercialização de energia no atacado data de 2004, época em que a quase totalidade da comercialização de energia era realizada no mercado regulado⁶. O foco à época da criação do modelo atual estava claramente no mercado regulado e, por isso, não foi dada a devida atenção à criação de uma infraestrutura sólida para o nascente mercado desregulado. Entretanto, com o crescimento do mercado livre, que já ultrapassa 30% do consumo total, a infraestrutura de mercado precisa ser repensada.

⁶ Em 2003, o Mercado Atacadista de Energia, antecessor da CCEE contava apenas com 150 agentes, entre distribuidoras, geradores, comercializadoras e consumidores livres (dados da linha do tempo, na seção História, em ccee.org.br). Em julho de 2019, o número de agentes era de 8.111, tendo representado 31,4% do consumo total (CCEE, InfoMercado, Julho de 2019).

Do lado positivo, trata-se de um mercado que exibe nível de liquidez elevado, mesmo esta esteja restrita ao mercado livre. Do lado negativo, o mercado ainda conta com uma supervisão financeira incipiente, sendo que a única modalidade de contratação disponível é através de contratos bilaterais em ambiente de mercado de balcão desorganizado e não há a oferta de produtos padronizados negociados em mercados organizados.

Do lado das oportunidades, o Brasil detém um dos Sistemas de Pagamentos mais robustos do mundo, que conta com infraestruturas de mercado que podem ser utilizadas para a criação de derivativos para negociação em bolsa, para a negociação de derivativos em mercado de balcão organizado, sob a supervisão da regulação financeira, e, ainda, como infraestrutura de pagamentos e garantias para a criação de um eventual mercado *spot*.

7. Referências Bibliográficas

ACER, 2015. *European Electricity Forward Markets and Hedging Products - State of Play and Elements for Monitoring*. [Online].

Acer, 2019. [Online]
Available at:
https://www.acer.europa.eu/en/The_agency/Pages/default.aspx.

Castro, N. et al., 2019. *O mecanismo de comercialização de energia no atacado no Brasil*, Rio de Janeiro: Gesel.

Castro, N., Brandão, R. & Outros, e., 2018. *Indicadores de Sustentabilidade Econômico Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Gesel.

Castro, N. et al., 2019. *Os mercados de energia europeus e americanos*. [Online]
Available at: <http://projetobolsadeenergia.com.br>

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(RJ): 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, 2019. *Commodity Futures Trading Commission*. [Online] Available at: <https://www.cftc.gov/LawRegulation/CommodityExchangeAct/index.htm> [Acesso em 08 fevereiro 2019].

CME, 2019. *CME Group All Products - Codes and Slate*. [Online] Available at: <https://www.cmegroup.com/trading/products/#pageNumber=1&sortAsc=false&sortField=oi&subGroup=11&cleared=Options> [Acesso em 13 fevereiro 2019].

CME, 2019g. *CME Group All Products - Codes and Slate*. [Online] Available at: <https://www.cmegroup.com/trading/products/#pageNumber=1&sortAsc=false&sortField=oi&subGroup=11&cleared=Options> [Acesso em 13 fevereiro 2019].

Deloitte, 2019. [Online] Available at: <https://www2.deloitte.com/lu/en/pages/emir/articles/european-market-infrastructure-regulation-emir.html>

EC, 2019a. *European Commission*. [Online] Available at: 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, 2019b. *European Commission*. [Online] Available at: 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

[euro/banking-and-finance/financial-markets/post-trade-services/derivatives-emir_en](#)

EC, 2019c. *European Commission*. [Online]
Available at: 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*. [Online]
Available at: <https://www.epexspot.com/en/>

FERC, 2019. *Federal Energy Regulatory Commission*. [Online]
Available at: <https://www.ferc.gov>
[Acesso em 08 fevereiro 2019].

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

Gesel, 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?.* [Online]
Available at: <https://www.investopedia.com>
[Acesso 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. d., 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 nº73 ed. Rio de Janeiro: s.n.
- Rufin, 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 hamornization. *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.