



Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º75

**Análise comparativa internacional e desenhos de
mercados atacadistas de energia**

Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Guilherme Dantas
Pedro Vardiero
Paola Dorado

ISBN: 978-85-93305-27-6

Agosto de 2017

Sumário

Introdução.....	3
1. A indústria elétrica no mundo	5
2. O mercado atacadista de energia.....	7
2.1 Volatilidade dos preços de curto prazo.....	20
2.2. Preços baixos pela inserção de renováveis.....	22
2.2. O problema da suficiência da receita.....	24
2.3. Pagamento por capacidade.....	26
4. Mercados a prazo	29
4.1. Contratos bilaterais.....	31
4.2. Mercado de capacidade e mercado de confiabilidade	33
4.3. Leilões de contratação	40
5. Conclusões e reflexões sobre o modelo brasileiro.....	42
Referências bibliográficas.....	46

Análise comparativa internacional de desenhos de mercados atacadistas de energia¹

Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Guilherme Dantas
Pedro Vardiero
Poala Dorado

Introdução

O modelo comercial do setor elétrico brasileiro (SEB), originado na reforma de 2004, mostrou-se financeiramente instável durante a crise hidrológica prolongada. Entre outubro de 2012 e o início de 2016, o Operador Nacional do Sistema (ONS) despachou de forma contínua a maior parte das usinas termoeletricas existentes, incluindo as mais caras usinas a óleo, que operaram de forma contínua durante boa parte desse período. Evitou-se o racionamento, mas os altos preços da energia no curto prazo provocaram um grande impacto financeiro para os agentes expostos, fossem eles consumidores subcontratados, geradores hídricos com déficit de geração (GSF), geradores térmicos que por qualquer razão não conseguiram gerar a energia despachada pelo ONS ou geradores com entrada em operação em atraso.

O governo reagiu à crise financeira com uma série de inovações regulatórias, destinadas, essencialmente, a manter o sistema solvente. As distribuidoras, que em 2013 e 2014 estavam subcontratadas tendo que pagar no curto prazo a um PLD - Preço de Liquidação de Diferenças – muito elevado, foram socorridas, primeiro mediante aportes extraordinários do Tesouro Nacional, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), depois com a captação de empréstimos via Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), garantidos por aumentos futuros da fatura de energia elétrica dos consumidores do mercado regulado. Em fins de 2014, a ANEEL tomou a decisão de reduzir o teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para 2015, diminuindo o risco dos agentes expostos no Mercado de Curto Prazo. Também foi introduzido e aperfeiçoado, já em 2015, o mecanismo das

¹ Este texto foi escrito no âmbito do Projeto de P&D da Aneel *Regulação Econômica da Geração Termoeletrica: contratação e remuneração variável*, desenvolvido em parceria pela ENEVA e pelo Gesel-UFRJ.

bandeiras tarifárias, através do qual as tarifas dos consumidores finais atendidos pelas distribuidoras passaram a ser reajustadas mensalmente de acordo com a situação hidrológica.

Muitos geradores procuraram proteção judicial contra as obrigações financeiras de curto prazo relacionadas ao elevado PLD do Mercado de Curto Prazo da CCEE. Projetos em atraso obtiveram liminares suspendendo débitos relativos a obrigações de compra de energia ao preço de curto prazo (PLD) para honrar compromissos relacionados a contratos de longo prazo firmados. Usinas termoelétricas questionaram o entendimento da ANEEL quanto à forma de mensurar a obrigação de entrega de energia dos contratos por disponibilidade e de calcular o ressarcimento devido às distribuidoras em caso de geração inferior à ordem de despacho, obtendo decisões favoráveis em primeira e até em segunda instância, as quais reduziram substancialmente o risco associado à indisponibilidade de equipamentos. Geradores hidroelétricos com altos compromissos na CCEE, originados no GSF, também tiveram os débitos suspensos por decisões liminares. A inadimplência derivada destas ações levou o governo a propor uma fórmula de repactuação do risco hidrológico, que transferiu, mediante desconto, parte dos riscos dos contratos para os consumidores do mercado regulado.

A dimensão do estresse financeiro, a quantidade de inovações regulatórias que se fez necessário introduzir e o volume de ações judiciais, muitas delas ainda em tramitação, deixam evidentes que o modelo de comercialização de energia no atacado não estava preparado para uma situação de seca prolongada como a experimentada nos anos recentes.

No entanto, cabe indagar se o problema estava no desenho do mercado como um todo ou na sua implementação. E em que medida as alterações já introduzidas deram conta adequadamente dos problemas verificados².

O objetivo central deste texto é analisar exemplos internacionais de desenhos de mercados ou de arranjos contratuais que possam subsidiar propostas que permitam, devidamente adaptadas à realidade brasileira, mitigar os riscos que impactaram o modelo brasileiro na recente situação de seca severa.

De uma forma geral, a amostra internacional concentrou-se em modelos com algumas semelhanças mínimas com o modelo brasileiro. O ponto principal para a seleção dos mercados estudados é que neles os geradores consigam algum nível de

² Para uma análise detalhada da crise financeira no Setor Elétrico Brasileiro ver Castro, Brandão, Machado e Gomes, 2017.

previsibilidade de receitas, ou seja, que a renda dos geradores não dependa excessivamente dos preços de curto prazo da energia. A justificativa deste critério está no perfil do parque gerador brasileiro, em que a forte predominância da geração hídrica faz os preços de curto prazo oscilarem de forma acentuada no tempo, podendo assumir valores irrisórios ou extremamente elevados por períodos prolongados. Assim, foi dada preferência a países com mecanismos de contratação de longo prazo ou modelos de remuneração do gerador capazes de dar maior previsibilidade às receitas, por exemplo, através de um misto de pagamentos por capacidade e energia, tema ultra relevante e atual em função da proposta sobre esta questão específica formulada na Nota Técnica da Consulta Publicado nº 33 de 05/07/2017³ do Ministério de Minas e Energia, que objetiva aperfeiçoar o modelo do SEB.

Nestes termos, o estudo está dividido em cinco partes. Na parte um, é realizada uma avaliação histórica da evolução dos setores elétricos ao redor do mundo, destacando as características básicas das reformas liberalizantes. Na parte dois, são analisados os fundamentos do mercado atacadista de energia. Na parte três, são detalhados o funcionamento básico dos mercados de energia de curto prazo e as limitações apresentadas para garantir a apropriada expansão dos sistemas elétricos. As partes quatro e cinco examinam as diferentes formas de contratação a prazo adotadas nos países analisados. Com base nesta informação, são feitas conclusões e apresentadas algumas implicações e propostas de aperfeiçoamento do Setor Elétrico Brasileiro.

1. A indústria elétrica no mundo

Historicamente, a indústria elétrica organizou-se em monopólios verticalizados que, em geral, eram propriedade do Estado. As empresas monopolistas eram encarregadas da produção, do transporte e da distribuição da energia até o consumidor final. Tratavam-se de estruturas verticalizadas, de monopólio natural em toda a cadeia produtiva (Joskow, 2008).

Porém, os altos custos verificados tanto de operação quanto de investimento levavam ou a uma tarifa cara para o consumidor final ou a subsídios por parte do

³ Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=jvd05hAf&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaldNormal=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo

Estado. Grosso modo, a ineficiência e os altos custos do setor induziram a transferência desta atividade ao capital privado, o que determinou um processo de transformação radical da indústria elétrica, a partir dos anos 1980 e 1990.

Neste processo, tornou-se o objetivo principal da reforma criar um novo marco institucional no Setor Elétrico que permitisse a sociedade ter benefícios de longo prazo, assegurando a apropriada distribuição destes benefícios aos usuários, através de um sistema de preços capaz de refletir a alocação eficiente dos custos econômicos do fornecimento de energia e estimular a melhoria da qualidade do serviço para o consumidor (Joskow 2008).

Perseguindo este objetivo, um dos primeiros países que reestruturou o Setor Elétrico foi o Reino Unido, em um processo de liberalização iniciado em 1989, com a promulgação da *The Electric Act* (Rotaru, 2013). As reformas introduzidas no Reino Unido converteram-se em referência às reformas ao redor do mundo, visando implementar estruturas de mercado através dos seguintes elementos centrais (Joskow 2008):

- i. A desverticalização da indústria elétrica nas diferentes atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ii. Privatização das empresas públicas;
- iii. Restruturação horizontal da geração, a fim de criar várias empresas com capacidade de competição intra-mercado;
- iv. Redes, transmissão e distribuição, mantidas como monopólios naturais com tarifas definidas pelo Estado, através de uma Agência Reguladora;
- v. A operação do sistema elétrico passou a ser executada por um operador independente;
- vi. Criação do mercado atacadista de energia elétrica, no qual geradores vendem grandes blocos de energia; e
- vii. Competição no mercado de varejo através da liberalização de todos os consumidores, tornando livre a escolha do comercializador de serviço.

Vários países seguiram o modelo inglês e liberalizaram os setores elétricos. Contudo, nem todos implementaram o mesmo modelo. A adoção de mecanismos de mercado é um traço comum, mas a estrutura do mercado varia bastante de país a país. Alguns países mantiveram inclusive o modelo anterior, de monopólios verticalmente integrados. Este é o caso, por exemplo, do México, que somente iniciou a reforma liberalizante em 2014.

Com este pano de fundo, a presente análise estará centrada em diferentes estruturas de mercados atacadistas de energia adotados em 12 países selecionados⁴ (ver **Erro! Fonte de referência não encontrada.**), além de três operadores de sistema dos Estados Unidos (Califórnia, PJM e New England ISO). O objetivo central desta diversidade de modelos é buscar elementos comparativos de mecanismos de contratação utilizados com o atual modelo comercial brasileiro. Espera-se que esta diversidade permita uma maior e melhor compreensão dos problemas que o modelo do Brasil apresenta. A Tabela 1 apresenta os países selecionados dando-lhes uma dimensão do tamanho do mercado de energia elétrica através do consumo *per capita*.

Tabela 1 – Países Selecionados para Análise Comparativa.

(em KWh per capita)

Países Selecionados	Tamanho dos Mercados				
	724-1.211	1.211-2.453	2.463-3.810	3.810-5.452	5.452-12.954.5
Brasil		x			
Peru	x				
Colombia	x				
Mexico		x			
Chile			x		
Estados Unidos					x
Portugal				x	
Reino Unido				x	
Índia	x				
China			x		
Coreia do Sul					x
Japão					x

Fonte: World Bank Data Base, 2016.

2. O mercado atacadista de energia

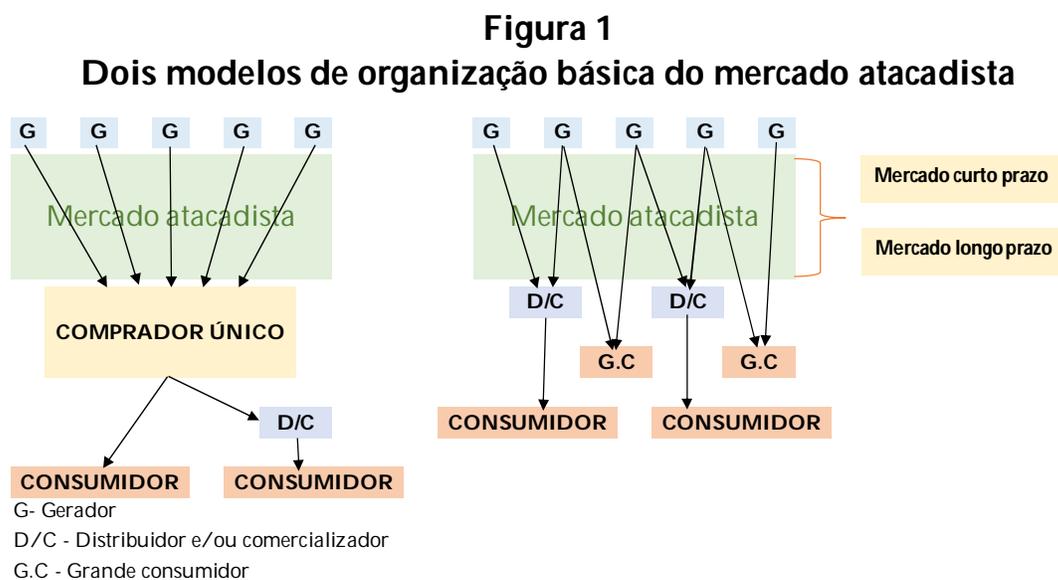
Com a liberalização da indústria elétrica e a introdução de mecanismos de mercado, os setores elétricos em todos os países analisados foram divididos em dois grandes mercados: o **mercado de varejo** e o **mercado atacadista**.

No mercado de varejo, a energia é vendida aos consumidores finais, tipicamente consumidores residenciais e comerciais com baixo consumo de energia elétrica. Já no

⁴ A justificativa para a seleção de cada um destes países encontra-se em CASTRO *et al* 2017a.

mercado atacadista, a energia é vendida em grandes blocos pelos geradores aos comercializadores, distribuidores e grandes consumidores.

Por sua vez, o mercado atacadista pode estar organizado em função de duas estruturas básicas: o esquema de comprador único e a diferenciação entre o mercado de curto e longo prazo (ver Figura1), embora cada país apresente características próprias.



Fonte: Elaboração própria.

Dentre os países estudados, a China, a Coreia do Sul e o México (este último, antes da reforma de 2014), apresentam um esquema de comprador único, enquanto no restante dos países analisados o mercado atacadista está dividido em mercados de curto e longo prazo.

O esquema de comprador único de energia apresenta algumas características gerais, entre as quais destacam-se: o comprador único é uma empresa do Estado, normalmente proprietária das redes de transmissão e distribuição, e se encarrega de repassar a energia aos consumidores finais. Na atividade de geração, existem produtores públicos, os quais, em geral, são a parte de geração da empresa estatal que foi desverticalizada, e produtores independentes de energia.

Contudo, o mecanismo de comercialização dos geradores com o comprador único pode variar entre os países. Como se pode constatar através do Quadro 1, na China são as empresas de rede que atuam como comprador único, dependendo da região, sendo o Estado, através do *National Development and Reform Commission* (NDRC), que aprova os contratos de compra e venda de energia, inclusive quanto à fixação de

preços. No México, no modelo verticalizado adotado até recentemente, era a *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), empresa pública verticalizada, que atuava como comprador único dos produtores independentes de energia, mediante três tipos de contratos diferentes. Na Coreia do Sul é a *Korean Electric Power Corporation* (KEPCO), empresa pública, que compra toda a energia através de uma espécie de mercado de curto prazo onde os geradores realizam suas ofertas.

Quadro 1
Esquema de comprador único: países analisados

País	Comprador único	Geradores	Comercialização
China	State Grid Corporation of China ou China Southern Power Grid Corporation	Cinco grandes geradores do Estado e Produtores Independentes de Energia	Contratos de longo prazo negociados entre o gerador e a empresa de rede correspondente, porém aprovados e validados pelo governo por meio da NDRC que determina o preço de venda.
México*	Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Geradores da CFE e Produtores Independentes de Energia	investidor realiza o investimento e, após de concluída a construção, é assinado um contrato tipo <i>leasing</i> onde a operação da usina era transferida à CFE. (2) PEE (Produtor Externo de Energia): investidor realiza o investimento e assina contrato de longo prazo para venda de energia à CFE.* (3) OPF (Obra Pública Financiada): investidor realiza o investimento na obra e posteriormente a CFE contrata um crédito público para o financiamento da compra total da usina.
Coreia do Sul	Korean Electric Power Corporation (KEPCO)	Seis empresas subsidiárias da KEPCO e Produtores Independentes de Energia	Mercado <i>spot</i> onde as companhias geradoras submetem suas ofertas. No ponto onde a curva de demanda encontra a curva de oferta se produz o preço de equilíbrio. Todas as plantas despachadas são remuneradas com esse preço.

* A tabela se refere ao modelo anterior a 2014 do México. Desde 2014 o setor elétrico do México esta atravessando uma profunda reforma visando à implementação de um modelo de mercado. Os contratos firmados no modelo antigo seguem vigentes, havendo intenção de oferecer aos Produtores Externos de Energia a opção de migrarem para o modelo de mercado.

Fonte: CASTRO *et al*, 2017a

O caso da Coreia do Sul é interessante porque tenta replicar as condições de um mercado de energia onde o despacho é determinado pela ordem de mérito e o preço é definido em função dos custos variáveis. Porém, como se constata no Boxe 1, o modelo sul-coreano ainda se caracteriza por ter uma alta participação estatal não apenas na cadeia produtiva, mas também no controle dos preços de mercado.

Boxe 1: Mercado atacadista de energia da Coreia do Sul⁵

O Setor Elétrico Sul-Coreano passou por uma importante reestruturação iniciada oficialmente no ano de 2001. O plano de reestruturação foi concebido para acontecer em três fases: (i) competição no segmento de geração, (ii) competição no atacado e (iii) competição no varejo. Em 2004, em resposta às pressões políticas antirreforma, o plano de reestruturação foi suspenso abruptamente por tempo indeterminado, após a implementação da primeira fase.

Desse modo, na atual estrutura do Setor Elétrico, todas as geradoras competem entre si para vender energia elétrica no mercado atacadista para a KEPCO, que ainda mantém seu *status* de monopolista nos demais segmentos. Estes geradores vendem para a KEPCO através de um mercado de curto prazo que funciona da seguinte forma.

Um dia antes do despacho, a *Korean Power Exchange* (KPX) calcula a demanda prevista e recebe as ofertas de disponibilidade de geração por parte das companhias geradoras. O preço de oferta de cada gerador é calculado mensalmente pelo Comitê de Estimação de Custos, subordinado à KPX, para cada unidade geradora, tendo em vista os custos variáveis de cada usina. Os custos variáveis consistem em três componentes: custo do combustível incremental, custo sem carga e custo de inicialização. Sendo assim, os geradores informam a capacidade que podem vender dado o preço de oferta que foi calculado por cada um pelo Comitê de Estimação de Custos. Com base nessa informação, realiza-se o despacho por ordem de mérito até o ponto onde a oferta se iguala à demanda, sendo precisamente nesse ponto que se forma o preço do mercado (*System Marginal Price* - SMP), o qual corresponde à última usina despachada para atender à demanda.

A remuneração paga pela KEPCO aos geradores possui três elementos distintos. O primeiro é o SMP. O segundo elemento é o preço por capacidade, calculado para compensar os custos fixos das geradoras. Este preço é diferenciado para cada tipo de usina e é calculado pelo Comitê de Avaliação de Custos da KPX, baseado em plantas de geração de referência, sendo revisto anualmente. Cada planta que se apresenta com disponibilidade para gerar no mercado spot é remunerada por seu preço de capacidade correspondente. Por fim, é acrescentada a remuneração pelos custos de serviços auxiliares.

Todos os outros países analisados apresentam uma estrutura de mercado atacadista que conta com um mercado de curto prazo e algum mecanismo de longo prazo capaz de garantir os investimentos em expansão. A seguir, são detalhados os tipos de mercado de curto prazo identificados neste estudo.

⁵ Informações detalhadas sobre o Setor Elétrico da Coreia do Sul encontram-se em CASTRO et al 2017a.

3. Mercados de Curto Prazo

O objetivo das reformas liberalizantes no Setor Elétrico era criar um novo modelo que permitisse a sociedade auferir benefícios de longo prazo, obtidos através de mecanismos de mercado, notadamente estimulando, onde fosse possível a concorrência entre agentes econômicos.

Em princípio, conforme destaca Joskow (2008), os incentivos criados no mercado competitivo deveriam promover a correta expansão do sistema, reduzir os custos de operação dos investimentos em capital fixo, incentivar as inovações tecnológicas e promover um melhor serviço de redes, sendo a sociedade beneficiada de preços mais competitivos e melhor qualidade do serviço.

A ideia fundamental foi aproximar ao máximo o mercado atacadista de energia elétrica de um mercado em concorrência perfeita (Green e Newbery, 1992). Na teoria microeconômica, existem condições fundamentais para caracterizar um mercado como perfeitamente competitivo, segundo Varian (2005):

- i. O mercado deve ter grande número de produtores e compradores para que nenhum deles tenha poder de mercado;
- ii. Como nenhum agente pode influenciar o preço, eles são apenas tomadores de preço, podendo somente decidir o quanto desejam produzir;
- iii. Há um produto homogêneo;
- iv. Não existem barreiras à entrada nem à saída no mercado;
- v. Existe livre mobilidade dos fatores de produção, capital e trabalho, em todas as empresas e na indústria como um todo; e
- vi. Existe assimetria da informação: todos os agentes sempre possuem exatamente a mesma informação para tomar suas decisões.

Na realidade, nenhum mercado apresenta as condições de concorrência perfeita. Porém, o desafio do desenho de mercado é criar várias destas condições para que o resultado do mercado seja mais próximo possível do que seria em concorrência perfeita.

No caso da indústria elétrica, a desverticalização dos monopólios estatais e a permissão para que novos agentes privados sejam produtores de energia aumentaram o número de agentes e o livre acesso às redes retirou barreiras à entrada, tanto para produtores quanto para consumidores. Com muitos agentes, todos são tomadores de preço e, como será analisado a seguir, o preço é determinado pela interação da oferta e da demanda de energia. Porém, Castro *et al* (2014) assinalam que, em sistemas pequenos, existe maior possibilidade de exercício

do poder de mercado, pois as economias de escala impedem que existam muitos agentes do lado da oferta.

A energia elétrica é um produto homogêneo, porque, independente da fonte, o produto final é o mesmo, a energia elétrica. Porém, como será analisado mais adiante, na prática, quando o produto a ser transacionado é a capacidade ou a confiabilidade, o produto pode não ser perfeitamente homogêneo, criando dificuldades para o desenho de mercado.

Ademais, a energia elétrica, na prática, não pode ser estocada e a oferta e a demanda precisam estar em equilíbrio dinâmico em todos os momentos. Esta característica faz com que o mercado tenda a ser complexo e o preço possa ser extremamente volátil, mesmo em prazos curtos, comparado com mercados para outro tipo de bens e serviços.

Por outro lado, a indústria elétrica se caracteriza por ser intensiva em capital, longo prazo de maturação e por ter altos custos afundados, o que *per se* constitui em uma barreira à entrada e à saída de empresas (Green e Newbery, 1992).

Considerando as características da indústria elétrica e visando aproximar o mercado de energia elétrica de um mercado perfeitamente competitivo, os países optaram, em geral, pela formação de mercados de energia de curto prazo. Embora em alguns mercados existam especificidades, essencialmente o mercado de energia funciona como detalhado de forma sucinta a seguir (Krischen e Strbac, 2004):

- i. Os geradores realizam ofertas (*bids*) de uma certa quantidade de energia com um determinado preço, o qual, em geral, é em função dos custos variáveis de geração para um determinado período de tempo. A partir dos *bids* de todos os geradores, se define a curva de oferta do mercado.
- ii. Por sua vez, a curva de demanda é formada a partir dos requerimentos de energia dos consumidores. Como a demanda de energia é altamente inelástica no curto prazo⁶, em geral é estabelecida a partir de projeções de mercado em que a curva tende, em muitos casos, a ser vertical, ou seja no curto prazo ela é inelástica ao preço⁷.

⁶ Não apresenta grandes variações de volume demandado ante uma variação de preço.

⁷ Em alguns mercados, como no Texas, por exemplo, os consumidores também podem fazer ofertas de preço e quantidade para reduzirem a demanda quando o preço de mercado atingir o valor ofertado, tornando, na prática, a demanda flexível.

- iii. Da interseção das curvas de oferta e de demanda em determinado período de mercado resulta o preço de mercado. Este preço é igual ao preço do último gerador necessário para fornecer a energia demandada no momento.
- iv. Como o preço do gerador é determinado pelo custo variável de produção, o preço do mercado é igual ao custo marginal do último gerador necessário para atender à demanda em um determinado período de tempo.
- v. Todos os geradores cujos custos sejam menores ou iguais ao preço de mercado são chamados a operar e a remuneração dos agentes despachados é feita ao preço de mercado.
- vi. Existe um operador independente do sistema que garante, em tempo real, o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda de energia elétrica, fazendo o ajuste fino entre a geração e o consumo efetivos.

Este esquema, em um mercado competitivo, em princípio criaria incentivos econômicos capazes de sinalizar tanto o funcionamento eficiente do mercado de energia quanto a expansão adequada do sistema.

Como mencionado por Castro *et al* (2014), o Mercado de Curto Prazo sinaliza corretamente a eficiência econômica na geração, uma vez que os agentes mais eficientes, portanto menos custosos, são despachados com maior frequência. Existem também incentivos à expansão ao mínimo custo, porque novas plantas, geralmente mais eficientes, são remuneradas durante boa parte do tempo com preços acima do custo direto de produção, o que lhes permite recuperar tanto os custos variáveis quanto remunerar o capital investido. Por sua vez, as centrais mais custosas tendem a operar menos tempo, dificultando a recuperação dos custos fixos e, no limite, criando um incentivo para que saiam do mercado.

Como já mencionado, os mercados de energia foram criados na maioria dos países estudados. Conforme apontam Shuttlesworth e McKenzie (2002), dois tipos de mercados de energia podem ser distinguidos, denominados *gross pool* e *net pool*.

O *gross pool* se caracteriza por ser um tipo de mercado de energia no qual o operador realiza o despacho centralizado, independente dos contratos. Em outras palavras, os contratos assinados entre os agentes, geradores e compradores são contratos financeiros que não envolvem despacho físico de energia elétrica (Shuttlesworth e McKenzie, 2002).

Neste esquema, o operador independente conhece os preços unitários de geração de cada gerador, realiza o despacho centralizado em função da ordem de mérito e o último gerador necessário para fornecer a demanda determina o preço de mercado.

O esquema de *gross pool* é amplamente implementado em países da América Latina (Shuttleworth e McKenzie 2002).

Em contraste com o *gross pool*, no *net pool* os agentes realizam negociações, através de plataformas de negociação, firmando contratos de curto prazo até poucas horas antes do despacho efetivo da energia. A oferta resultante do conjunto de contratos é informada ao operador independente, o qual realiza o despacho em função dos mesmos. Assim, estes contratos são denominados contratos físicos de energia (Shuttleworth e McKenzie, 2002).

Nestes mercados de energia, as negociações de curto prazo estão diferenciadas pelo período de realização, distinguindo-se três tipos:

- i. Mercado do dia seguinte (*day ahead market*), onde se liquida a energia para o dia seguinte;
- ii. Mercado intradiário (*intraday market*), no qual os participantes podem ajustar suas posições no mesmo dia do despacho físico; e
- iii. Mercado de balanço ou em tempo real.

No mercado do dia seguinte: os geradores realizam ofertas de energia para cada hora ou fração do dia seguinte com o respectivo preço, assim neste mercado existe um preço de equilíbrio para o intervalo de mercado. Em geral, é no mercado do dia seguinte que se transaciona o maior volume de energia no curto prazo.

O mercado intradiário: começa a operar logo após o fechamento do mercado do dia seguinte e se estende até pouco tempo antes da operação real do sistema. Este mercado permite aos agentes ajustarem suas posições, na medida em que a hora efetiva de despacho se aproxima, determinando um preço para cada hora ou fração das negociações intradiárias.

O mercado de balanço: funciona na hora da operação efetiva. Como a energia é um produto que requer a oferta e a demanda equilibradas em tempo real, nem sempre a operação do sistema determinada nos mercados do dia seguinte e intradiário se concretiza. Isso porque a demanda em tempo real dificilmente é exatamente igual à demanda estimada e existem contingências como a saída inesperada de alguma máquina ou a queda de uma linha de transmissão. Além de precisar solicitar em tempo real variações para mais ou para menos na produção e consumo de energia, o operador também precisa de outros serviços para manter o equilíbrio do sistema. São denominados serviços ancilares⁸, os quais, usualmente, são contratados

⁸ Estes são serviços além da produção de energia, necessários para o correto funcionamento do sistema. Por exemplo, o *blackstart*, reserva girante, controle de tensão, entre outros.

diretamente pelo operador através de diferentes mecanismos, desde contratos bilaterais até mercados de serviços ancilares.

Na Europa, as negociações de contratos via de regra são realizadas em plataformas financeiras. Já nos Estados Unidos, apesar do setor elétrico estar dividido em diferentes mercados com características próprias, eles convergem para um desenho em que os operadores de sistema⁹ são responsáveis pela administração do mercado de energia e não as plataformas financeiras (Ela et al 2014). Estes mercados estão organizados como um *pool* onde os agentes compram e vendem energia no mercado do dia seguinte (*day ahead market*) para cada hora do dia, sendo que estas transações de fato determinam o despacho. Devido a diferenças entre a quantidade contratada e a demanda real, o mercado de energia norte-americano também conta com um mercado em tempo real, onde o preço é determinado a cada 5 minutos e, assim, os agentes podem ajustar suas posições imediatamente (Ela et al 2014 p. 5).

Observa-se que, em todas as modalidades (contratos financeiros e contratos físicos), prevalece a lógica de mercado e o preço é determinado pela interação da oferta e da demanda. Porém, a diferença está no tipo de contrato. No *net pool*, europeu e norte-americano, os contratos de fato determinam o despacho do sistema, sendo que, em ambos os casos, existem mecanismos de reajuste de posições dos agentes no dia da operação real. Já no *gross pool*, o operador realiza o despacho centralizado independentemente de qualquer contrato, sendo os mesmo apenas instrumentos financeiros.

Finalmente, em diversos mercados existe um mecanismo de conciliação de diferenças, onde são liquidadas as diferenças entre as quantidades contratadas e as quantidades efetivamente realizadas. Por se basear em medições, este mecanismo é *ex-post* à operação real do sistema. Em alguns países, como no Brasil, o mecanismo de conciliação de diferenças conta com um preço específico para a liquidação das mesmas no curto prazo. (ler Box 2)

⁹ Atualmente, nos Estados Unidos existem nove operadores de sistema entre *Independent System Operator* (ISO) e *Regional Transmission Organization* (RTO) (Ela et al, 2014).

Box 2: Preço de Liquidação das Diferenças no Mercado de Curto Prazo do Brasil

O modelo implantado no Brasil com a reforma de 2004 teve como um dos objetivos centrais criar condições para a realização de investimentos em geração. A característica mais marcante do novo modelo de comercialização de energia é a contratação compulsória pelos consumidores de garantia física em volume equivalente a 100% do consumo. Não se transaciona energia, mas um contrato financeiro. A garantia física é calculada pelo Ministério de Minas e Energia utilizando uma metodologia definida regulatoriamente, sendo a garantia física de uma central sempre menor do que sua potência instalada (Castro *et al*, 2014).

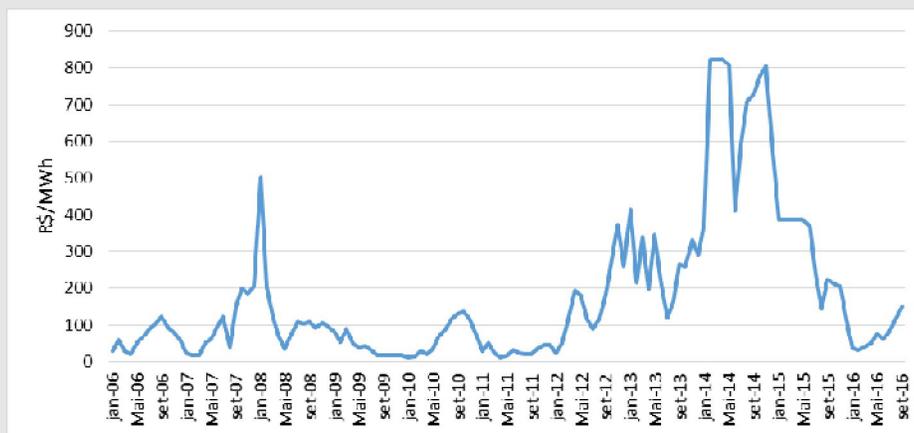
Os contratos de garantia física são assignados no mercado regulado mediante os leilões de energia nova. Estes leilões podem ser realizados em diversos formatos, sendo os principais os leilões A-5 (cinco anos antes do início do suprimento) e A-3 (três anos antes do início de suprimento). Há também leilões de energia existente, que visam contratar energia para manter o nível de contratação.

Adicionalmente, o Brasil conta com um mecanismo de conciliação de diferenças, chamado de Mercado de Curto Prazo. Nele são apuradas as diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos, isto é, a energia efetivamente consumida e a produzida. As diferenças são valoradas a um preço específico, denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado a partir de modelos computacionais.

O PLD é um preço calculado *ex-ante*, válido por uma semana, para cada submercado (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste) e para cada patamar de carga (leve, média e pesada). Este preço resulta de modelos computacionais de planejamento da operação cujo objetivo é encontrar uma solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada do uso de combustíveis nas usinas térmicas (CCEE, 2016). Em outras palavras, o PLD resulta principalmente da hidrologia e não da interação da oferta e da demanda de energia em um mercado competitivo, refletindo o custo de oportunidade social do uso da água.

Ainda, como se verifica no Gráfico 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, ao depender principalmente da hidrologia, o PLD pode ficar em patamares muito baixos por longos períodos de tempo quando a hidrologia é favorável.

Gráfico 1
PLD médio mensal da região Sudeste/Centro-Oeste: 2006 - 2016



Fonte: CCEE (2016).

Por refletir mais a hidrologia do que os custos efetivos de geração, existe uma discrepância sistemática entre o PLD e o custo médio da energia e, ainda, este preço de curto prazo não fornece sinalização econômica para o aumento ou diminuição estrutural da oferta no mercado de energia (Castro *et al*, 2014).

No Quadro 2, é apresentado um resumo das principais características dos mercados de curto prazo identificados nos países analisados. Observa-se que 10 dos 14 mercados elétricos estudados têm despacho centralizado de energia. A China e a Coreia do Sul se caracterizam por mercados de tipo comprador único, conforme já analisado, sendo que, na Coreia do Sul, existe um mercado do dia seguinte onde a KEPCO compra toda a energia que precisa. Por sua vez, o México se encontra no processo de reforma do Setor Elétrico e procura introduzir mecanismos de mercado.

Brasil, Chile e Colômbia, além do despacho centralizado, possuem mecanismos de conciliação de diferenças estruturalmente importantes. No Brasil e Chile, o volume de diferenças é decorrência da ênfase em contratos de longo prazo puramente financeiros, os quais tendem a desviar em grande medida da geração real. Destaca-se que, no Brasil, o chamado Mercado de Curto Prazo inclui todos os agentes do mercado atacadistas, ao passo que, no Chile, o Mercado de Diferenças envolve exclusivamente geradores. Na Colômbia, o mercado de energia comporta ofertas de geração física no curto prazo, porém estas ofertas definem apenas o despacho ideal¹⁰, referido um sistema de nó único, sem restrições de transmissão. Como o

¹⁰ Na Colômbia, o preço do mercado do dia seguinte é calculado em função do despacho ideal. Ver CASTRO *et al* 2017a.

sistema colombiano tem sido caracterizado por restrições importantes de transmissão, o mercado de diferenças, onde se liquidam as diferenças entre o despacho ideal e o despacho real feito pelo operador, tende a movimentar volumes expressivos em termos financeiros e de energia. Nos demais países, ou não há um mecanismo de conciliação de diferenças estabelecido ou ele tende a movimentar volumes de recursos de caráter residual.

No caso do Peru e na Colômbia, existe um mercado do dia seguinte do tipo *gross pool*, onde os geradores oferecem energia para cada hora ou fração, sendo o despacho centralizado pelo operador em função da demanda esperada para o dia seguinte, com o preço formado pela última usina necessária para fornecer a demanda.

Como a energia efetivamente consumida dificilmente é igual à prevista, os três sistemas norte-americanos e o Peru têm um mercado em tempo real no qual os agentes oferecem aumento ou redução da produção ou consumo por um determinado preço, utilizando o operador as opções mais baratas.

Por outro lado, os países da Europa (Reino Unido e Portugal), os sistemas elétricos norte-americanos analisados (New England Iso, PJM e Califórnia), além de Índia e Japão, apresentam mercados de curto prazo de tipo *net pool* com contratos físicos de energia. Nos países europeus, na Índia e no Japão há um mercado do dia seguinte, um mercado intradiário e um mercado de balanço. No caso dos sistemas norte-americanos, há um mercado do dia seguinte e um mercado em tempo real, no qual os agentes podem ajustar suas posições.

Quadro 2

Características dos mercados de curto prazo dos países estudados

País	Despacho*	Mercados			Conciliação de diferenças**
		Dia seguinte	Intradiário	Balanço/Tempo real	
Brasil	Centralizado				SIM
Chile	Centralizado				SIM
China***	Centralizado				
Colômbia	Centralizado	SIM			SIM
Coreia do Sul	Centralizado	SIM			
Estados Unidos					
Califórnia	Contratos físicos	SIM		SIM	
PJM	Contratos físicos	SIM		SIM	
New England					
Iso	Contratos físicos	SIM		SIM	
Índia	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
Japão	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
México****	Centralizado				
Peru	Centralizado	SIM		SIM	
Portugal	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
Reino Unido	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	

* Forma de despacho centralizado faz referência ao mercado de energia tipo *gross pool*. O despacho por contrato físico faz referência ao mercado de energia tipo *net pool*.

** Somente países que têm Mecanismos de Conciliação de Diferenças estruturalmente importantes.

*** China tem um mercado tipo comprador único enquanto o setor elétrico.

**** México está em processo de reforma.

Fonte: CASTRO *et al* 2017a.

As experiências de implementação de mercados de energia nos diversos países têm encontrado alguns problemas e limitações, especialmente no que se refere à expansão do sistema elétrico.

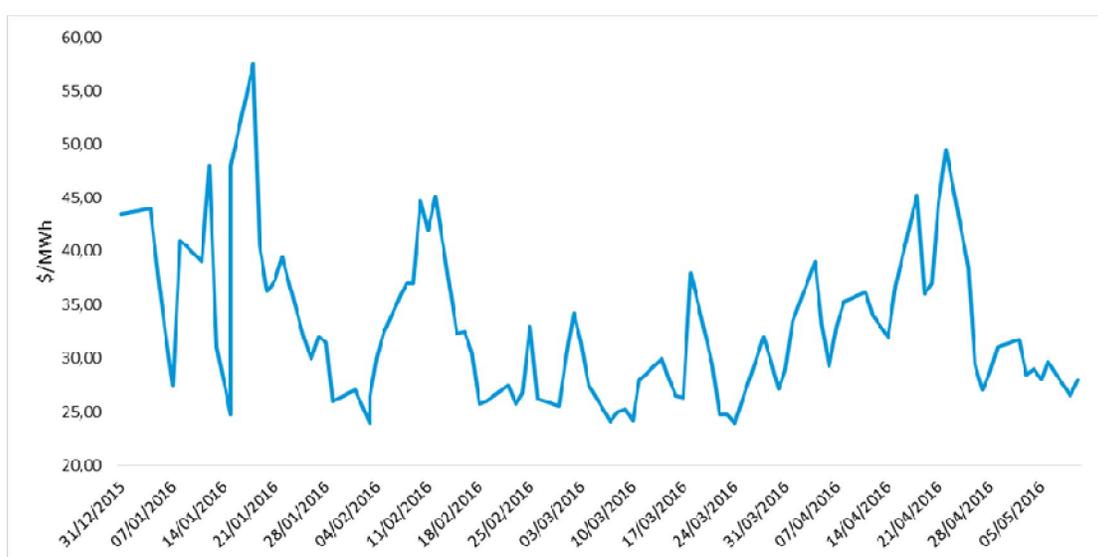
O problema da expansão da capacidade do sistema tem duas dimensões. No curto prazo, há que considerar a segurança no fornecimento, porque, além de se precisar da capacidade suficiente para fornecer a demanda atual, se requer uma margem de reserva que possa ser utilizada caso ocorra uma contingência no sistema ou um pico excepcional de consumo. Já no longo prazo, a adequação da capacidade se refere aos incentivos para atrair investimentos que permitam garantir o fornecimento futuro da demanda (Creti e Fabra, 2007). Neste contexto, a seguir serão analisados os três principais problemas do desenho de mercados de energia no que se refere à criação de incentivos para a expansão do sistema.

2.1 Volatilidade dos preços de curto prazo

Observa-se que, no mercado spot, os preços horários tendem a ser muito voláteis, como se apresenta no Gráfico 2.

Gráfico 2
Variação diária do preço de energia elétrica no PJM, USA: 31/12/2015 até 10/05/2016

(em US\$/MWh)



Fonte: EIA (2016).

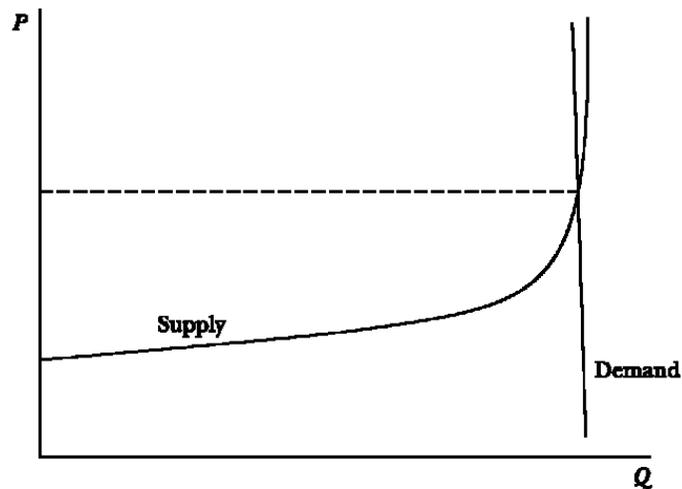
Borestein (2002) assinala que este problema se deve às próprias características do Setor Elétrico:

- i. A energia elétrica não é estocável, pelo menos não em quantidades significativas, o que requer o equilíbrio instantâneo da oferta e demanda;
- ii. As restrições técnicas na operação das redes;
- iii. A demanda altamente inelástica no curto prazo; e
- iv. A oferta também inelástica no curto prazo, quando a geração de energia se encontra perto da capacidade máxima de fornecimento do sistema.

O fato do preço no mercado *spot* ser formado pela última usina necessária para atender à demanda tende a criar um desestímulo à manutenção em operação de centrais com baixíssima frequência esperada de despacho e torna os preços altamente voláteis quando a demanda se aproxima muito da capacidade instalada disponível. Em um mercado onde o gerador seja remunerado apenas pela energia, pode-se esperar que não exista muita capacidade ociosa no sistema. Isso ocorre, dado que as usinas que não são despachadas com frequência podem não conseguir recuperar todos os custos, o que pode levá-las, no limite, a sair do mercado.

Nas situações em que a oferta está muito próxima da demanda, os geradores mais caros, na prática, têm poder de mercado, no sentido de que sabem que sua oferta definirá os preços, o que permite que eles ofereçam preços superiores ao custo marginal de produção. Como se observa no Gráfico 3, qualquer variação da demanda na região da curva de oferta, onde ela é altamente inelástica, pode gerar grandes variações nos preços (Borestein, 2002). Assim, as variações da demanda fazem com que os preços horários do mercado *spot* sejam voláteis, particularmente nos dias onde se observam picos de consumo ou paradas para manutenção de centrais importantes.

Gráfico 3
Curva de oferta e demanda de energia elétrica de curto prazo



Fonte: Borestein (2002, p 197).

Na medida em que as energias renováveis, principalmente solar e eólica, aumentam sua participação nas matrizes elétricas do mundo, os preços *spot* tendem a se tornar mais voláteis. Isso decorre do fato de que as fontes renováveis, ao dependerem das condições climatológicas, são intermitentes (Doan, 2013), levando a preços muito

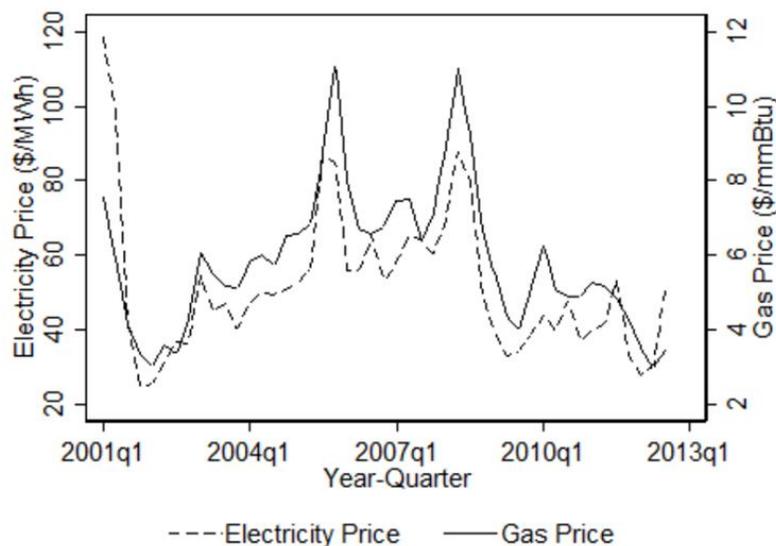
baixos em momentos de picos de produção e a preços muito altos quando a produção de renováveis cai.

A consequência deste problema é que os investidores não podem ter uma previsão minimamente estável da remuneração dos seus investimentos, o que implica em um risco maior. Assim, a alta volatilidade de preços no mercado pode constituir um entrave para a realização de novos investimentos, principalmente em uma indústria intensiva em capital, como a indústria elétrica.

2.2. Preços baixos pela inserção de renováveis

Grosso modo, pode-se afirmar que os mercados de energia funcionam melhor em países onde a energia é gerada principalmente a partir de fontes térmicas em função da previsibilidade da geração e de seus custos (Castro *et al* 2014). Nestes mercados, o preço da usina marginal tende a ser igual ao custo variável de geração associado ao preço do combustível que ela usa. Portanto, o preço do mercado é altamente correlacionado ao preço dos combustíveis, como se vê no Gráfico 4.

Gráfico 4
Relação entre o preço médio do gás natural e o preço da energia elétrica nos períodos de ponta nos Estados Unidos: 2001 - 2013.



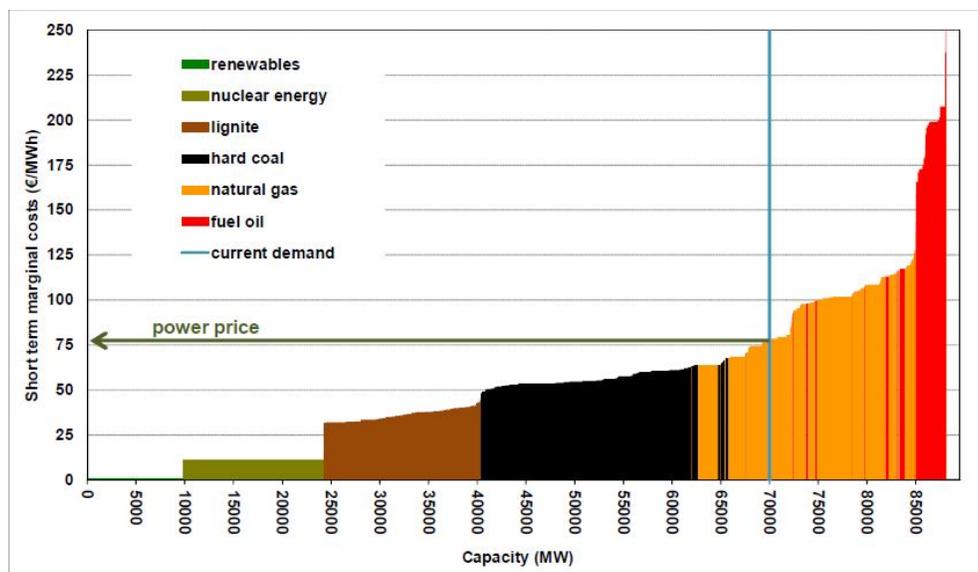
Fonte: Linn *et al* (2014, p 16).

No caso dos mercados onde a geração depende em grande medida de fontes renováveis, essa correlação se enfraquece e os preços do mercado podem ser muito baixos por longos períodos de tempo (Castro *et al*, 2014). Isso acontece, porque as fontes renováveis possuem altos custos de capital, proporcionalmente bem maiores

do que as plantas térmicas. Nos mercado de fontes renováveis o custo marginal é zero ou próximo de zero. Assim, quando uma central renovável (hídrica, eólica, solar, cogeração) é a usina marginal, o preço de mercado tende a zero e pode estacionar em níveis irrisórios, enquanto a demanda puder ser coberta apenas com centrais renováveis. Em outras situações, pode haver deslocamento de parte das centrais movidas a combustíveis fósseis, com redução do preço de mercado, por exemplo, com preço em horas de ponta formado por térmicas de custos variáveis baixos (geração de base) ou intermediários.

De fato, existem evidências de que, nos países com políticas de inserção de renováveis agressivas, como em vários países europeus, ocorre o chamado o “efeito da ordem de mérito”. Como as fontes renováveis possuem custos marginais próximos de zero, elas são despachadas primeiro, deslocando outros geradores (Gráfico 5). Assim, o gerador marginal possui um custo menor do que na ausência de renováveis e, conseqüentemente, o preço do mercado é menor. Neste sentido, o efeito da ordem de mérito tenta medir quanto menor seria o preço no mercado de energia se um GWh a mais fosse fornecido por fontes renováveis (Cludius, 2013).

Gráfico 5
Curva de ordem de mérito da Alemanha

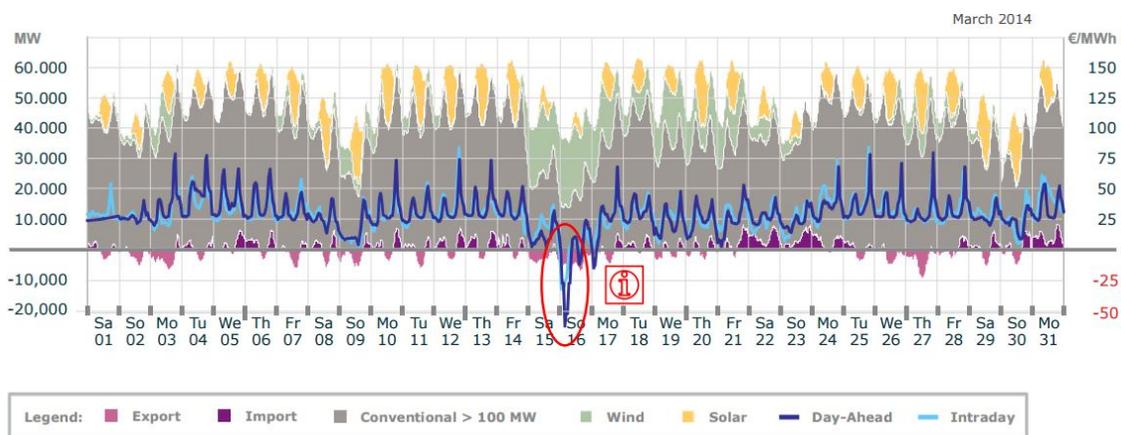


Fonte: Cludius *et al* (2013, p. 7).

No limite, podem existir situações nas quais, devido à massiva geração de fontes renováveis, ocorra um excesso de oferta em um determinado momento, o que pode levar a preços negativos no mercado de curto prazo. No Gráfico 6 pode-se constatar esta situação ocorrida na Alemanha, onde, em alguns dias do mês de março de

2014¹¹, o aumento da geração eólica permitiu que o país exportasse energia e reduzisse os preços ao ponto de ficarem negativos por algumas horas (Castro *et al*, 2014). Esse fenômeno está associado à presença de geração nuclear na matriz alemã, uma vez que as centrais nucleares possuem um tempo de arranque muito lento, o que faz com que qualquer parada implique em perda total ou parcial de receita por um período longo, frequentemente bem superior a um dia. Isso faz com que as centrais nucleares se disponham a pagar para não serem desligadas, remunerando a perda de produção de geradores renováveis.

Gráfico 6
Produção de energia por fonte e preço spot na Alemanha: março 2014



Fonte: Mayer (2014, p. 14).

O efeito dos baixos preços na expansão do sistema é claro. Na medida em que as fontes renováveis aumentam sua participação na geração, e por serem elas intermitentes, faz-se necessária uma maior reserva de fontes de geração firmes e de rápida sincronização com o sistema, tipicamente térmicas movidas a combustíveis fósseis. Porém, devido aos baixos preços no mercado de energia, os investidores podem não ter incentivos econômicos adequados para investir em fontes firmes de geração, pois dificilmente conseguiriam remunerar seus custos fixos dentro desta dinâmica de mercado.

2.2. O problema da suficiência da receita

Mesmo em sistemas puramente térmicos, nos quais se espera que o preço seja menos volátil, sempre positivo e correlacionado ao preço dos combustíveis, o mercado de energia pode não gerar incentivos para a apropriada expansão do sistema. Destaca-

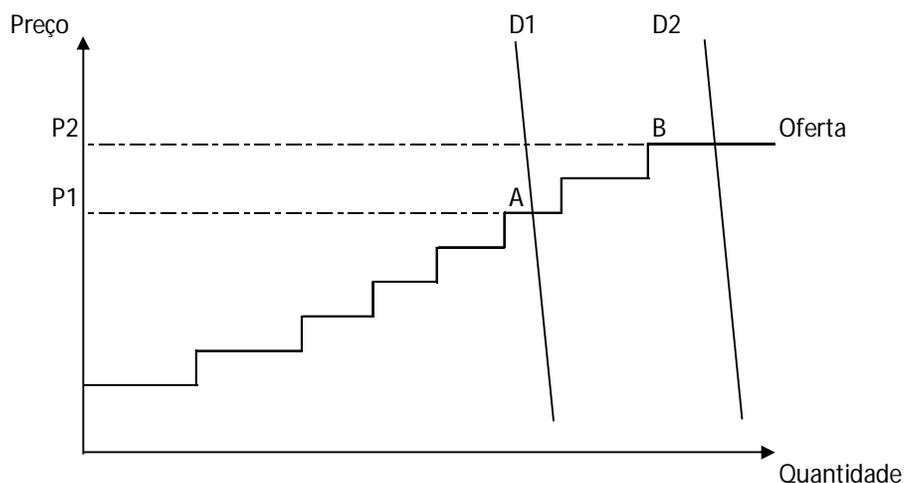
¹¹ Todavia, se verifica esta mesma situação nos meses de maio e agosto de 2014 (Mayer, 2014).

se que o ISO New England (2012) aponta que a razão é a própria formação de preços no mercado de energia, considerando que, conforme já salientado, o preço é determinado pelo custo marginal que depende dos custos variáveis de geração das diversas usinas.

Neste esquema, os geradores mais eficientes despachados, que possuem custo variável unitário menor do que o preço de mercado, receberão uma receita capaz de cobrir seus custos variáveis de produção, os custos fixos e a remuneração ao capital. Porém, os geradores marginais, aqueles que determinam o preço, receberão apenas uma remuneração suficiente para cobrir o custo variável quando forem despachados, não podendo recuperar seus custos fixos ou remunerar o capital investido. Os geradores com baixa frequência esperada de despacho serão sempre ou quase sempre os geradores marginais e não conseguirão obter receitas suficientes para sustentar o negócio, *mesmo que sejam plantas tecnicamente eficientes* para a geração de ponta. Este problema é conhecido na literatura como o problema da suficiência da receita ou *Missing Money Problem*.

No Gráfico 7 observa-se que o preço formado com base no custo marginal, a última usina despachada apenas recebe uma remuneração equivalente a seu custo variável. Assim, quando a demanda é D1, a última usina despachada A é aquela que determina o preço, recebendo uma remuneração equivalente a seu custo variável. Quando a demanda passa a ser D2, a última usina despachada é B e a usina A passa a receber um preço maior do que seu custo marginal, mas B recebe apenas o equivalente a seu custo variável. Portanto, fica evidente que as usinas marginais, se remuneradas apenas no mercado de energia, receberiam somente uma remuneração suficiente para cobrir seus custos variáveis. Assim, o *Missing Money* faz referência à receita que falta para o gerador marginal conseguir cobrir todos os seus custos e remunerar o seu capital.

Gráfico 7
Missing Money no Mercado de Curto Prazo de energia



Fonte: Elaboração própria.

Embora o gerador marginal possua custos marginais maiores, ele é necessário para garantir que a demanda seja atendida, dando segurança ao sistema. Entretanto, fica evidente que o preço do mercado de energia, formado com base no custo marginal, não cria incentivos para que o gerador marginal continue a operar mercado.

Em suma, conforme analisado nesta seção, o mercado de energia *per se* pode apresentar limitações que impeçam a correta e necessária expansão dos sistemas elétricos. Diante destas limitações, diversos países têm adotado mecanismos para garantir o investimento na expansão. Nas seguintes seções, serão avaliados os principais mecanismos adotados entre os países estudados.

2.3. Pagamento por capacidade

O pagamento por capacidade pode ser definido como um pagamento específico relacionado à potência. Moyano (2002) menciona que este pagamento tem dois objetivos específicos conexos às necessidades de capacidade do sistema no curto e no longo prazos.

No curto prazo, o pagamento por capacidade possibilita uma melhor distribuição de receitas para as usinas de ponta, permitindo que elas remunerem os investimentos. Conforme analisado na seção anterior, o mercado de energia de curto prazo não remunera os investimentos dos geradores marginais do sistema, nem mesmo em sistemas puramente térmicos. O segundo objetivo é criar incentivos para investimentos da expansão apropriada da oferta.

Em geral, conforme apontam Prada e Ospina (2004), o pagamento de capacidade estrutura-se, de forma sintética, da seguinte forma:

- i. Deve-se especificar como a confiabilidade será medida no sistema. Pode se considerar como medida de confiabilidade a potência disponível nos períodos de ponta ou a potência firme das usinas.
- ii. Em seguida, determina-se o pagamento por capacidade. Para isso, deve-se selecionar uma tecnologia de referência, em geral se utiliza uma tecnologia despachada no período de ponta do sistema. Uma vez determinada a tecnologia de referência, deve-se calcular qual o pagamento por capacidade que, somado à receita de energia obtida no mercado, seja capaz de remunerar os custos variáveis e fixos, incluindo a remuneração ao investimento.
- iii. Posteriormente, determina-se o requerimento de pagamento de capacidade global para o sistema para um período de tempo.
- iv. Define-se uma forma de distribuição deste pagamento entre os agentes geradores que contribuem à confiabilidade do sistema, por exemplo, através do próprio mercado de energia ou através de um encargo específico.
- v. Todos os consumidores remuneram a capacidade do sistema.

Em essência, os geradores recebem uma remuneração pela potência que colocam à disposição do sistema e este pagamento é independente da geração efetiva de energia (Moyano, 2002).

Contudo, o esquema de remuneração de capacidade apresenta algumas limitações. Prada e Ospina (2004) e Moyano (2002) apontam as quatro mais relevantes:

- i. A estimação da capacidade requerida pelo sistema não é trivial, pois determina a quantidade global de recursos necessários a serem remunerados através dos pagamentos de capacidade;
- ii. O uso de uma tecnologia de referência não garante que todos os geradores que tenham potência disponível no sistema recebam uma remuneração adequada. Embora a energia seja um produto homogêneo, a confiabilidade não é, pois diferentes tipos de projetos podem contribuir de forma distinta para a confiabilidade do sistema como um todo, em função da fonte e da tecnologia utilizadas;
- iii. Há uma dificuldade em calcular qual a contribuição de um gerador para a confiabilidade do sistema como um todo em um determinado momento; e
- iv. A forma de distribuição do pagamento por capacidade entre os geradores pode não garantir que aqueles que efetivamente aportam segurança ao sistema sejam os que recebem a remuneração por capacidade.

O Quadro 3, apresenta os países estudados que com algum tipo de remuneração específica para a capacidade ou confiabilidade. Nota-se que todos estes países (Chile, Colômbia antes de 2006, Coreia do Sul e Peru) distribuem este pagamento entre os geradores utilizando o próprio mecanismo do mercado de curto prazo, além de todos considerarem uma tecnologia, geralmente gás natural, como referência para o cálculo da remuneração.

Quadro 3
Países que possuem um pagamento específico pela confiabilidade ou capacidade

País	Definição	Remuneração
Chile	Receita por confiabilidade	Receita fixa anual com base no custo de incrementar a capacidade do sistema usando a tecnologia mais barata. Remunera a todas as usinas em função da potência firme
Colômbia*	Encargo por capacidade	Calculado para cada kW instalado com base na tecnologia mais moderna (gás ciclo aberto). Liquidado mensalmente usando o próprio mercado de energia.
Coreia do Sul	Pagamento por capacidade	Diferenciado para cada tipo de usina e calculado pelo Comitê de Avaliação de Custos, baseado em uma tecnologia de referência revista anualmente. Liquidado via mercado de curto prazo mensalmente.
Peru	Preço básico de potência	Corresponde à anuidade do investimento em uma central de ponta (turbina a gás) incluído os custos de conexão. Liquidado através do mercado de curto prazo mensalmente

* Somente até 2006, quando a remuneração por capacidade foi substituída pelo Encargo por Confiabilidade

Fonte: CASTRO *et al* 2017a.

É importante destacar que, na Colômbia, o encargo por capacidade foi substituído em 2006, quando se realizou uma reforma que passou a operar um mercado de confiabilidade. No Box 3, apresenta-se o encargo por capacidade que era aplicado na Colômbia, bem como as limitações que levaram à sua substituição.

Box 3: Encargo de capacidade na Colômbia

Na Colômbia, aplicava-se o encargo de capacidade até 2006. Esse encargo era calculado para cada kW disponível e remunerado pela anuidade capaz de cobrir os custos fixos de um kW instalado da tecnologia de ponta mais eficiente. Usava-se como referência o custo fixo de turbinas a gás natural ciclo aberto, no valor de 5 \$/kW disponível por mês (Prada e Ospina, 2004).

O encargo por capacidade foi incorporado no preço de curto prazo formado no mercado de energia. A ideia era manter o desenho do mercado sem criar grandes distorções no preço e deixar que o mercado se encarregasse de distribuir a remuneração à capacidade entre os geradores. Neste esquema, o encargo era liquidado mensalmente, aplicando a cada kWh comercializado no mercado de energia um valor adicional correspondente à remuneração por capacidade.

O gerador devia incluir na oferta de energia ao mercado o seu Custo Equivalente do Encargo por Capacidade (CEE). Para isso, o Centro Nacional de Despacho (CND) publicava o CEE antes do primeiro dia de cada mês, o qual era calculado com base na Capacidade Remunerável Teórica (calculada anualmente para todo o sistema pelo CND) para o mês de referência, multiplicado pelo valor estabelecido por kW para a tecnologia mais eficiente (Prada e Ospina, 2004).

Este esquema apresentou diferentes problemas como mostram Villareal e Córdoba (2008): (i) não existia uma remuneração adequada para as diferentes tecnologias, já que se usava a tecnologia de ponta como referência; (ii) eram hidroelétricas, as tecnologias mais eficientes e menos custosas, que recebiam maior receita por capacidade, embora não necessariamente aportassem confiabilidade ao sistema, especialmente no período de seca; e (iii) criou-se um incentivo espúrio para que as usinas hidrelétricas mantivessem os reservatórios cheios, pois a medição da capacidade disponível era feita com base no nível do reservatório no momento, quanto mais cheio o reservatório, maior a queda, maior a potência e maior o encargo. Foram precisamente estes problemas que determinaram a substituição do encargo de capacidade por um mercado de confiabilidade.

Além dos encargos por capacidade, os demais países analisados utilizaram outros mecanismos para garantir a confiabilidade e expansão de seus respectivos sistemas. Todos estes mecanismos envolvem algum tipo de contratação a prazo, como será examinado na próxima seção.

4. Mercados a prazo

Os mercados a prazo envolvem algum tipo de contratação por um período maior do que o mercado de curto prazo. Entre os países estudados, foram identificados três principais mecanismos de contratação a prazo: contratos bilaterais; mercados de capacidade/confiabilidade; e leilões de contratação.

O Quadro 4 sistematiza resumo dos países analisado indicando o tipo de contratação a prazo que utilizam. Observa-se que o único país que não apresenta contratação a prazo é a Coreia do Sul. Vale relembrar que neste país o mercado atacadista funciona como um *gross pool*, onde apenas existe um comprador: a KEPCO.

Constata-se também que todos os países analisados aceitam a contratação bilateral entre os agentes do mercado por prazos maiores do que no mercado de curto prazo.

Cabe destacar que Colômbia, PJM, New England ISO e Reino Unido possuem mercados de capacidade/confiabilidade, enquanto o Brasil e o México, no novo modelo em implantação, apresentam esquemas de contratação de longo prazo via leilão.

Quadro 3
Contratação a prazo dos países estudados

País	Contratos bilaterais	Mercado de capacidade/confiabilidade	Leilões de contratação
Brasil	SIM		SIM
Chile	SIM		
China	SIM		
Colômbia	SIM	SIM	
Coreia do Sul			
Estados Unidos			
Califórnia	SIM		
PJM	SIM	SIM	
New England Iso	SIM	SIM	
Índia	SIM		
Japão	SIM		
México*	SIM		SIM
Peru	SIM		
Portugal	SIM		
Reino Unido	SIM	SIM	

* México atualmente está reformando o setor elétrico, o dado desta tabela faz referência às novas modalidades de contratação.

Fonte: CASTRO *et al* 2017a.

Nas seguintes seções, analisa-se com maior detalhe cada uma destas formas de contratação, destacando as principais características dos países que as aplicam.

4.1. Contratos bilaterais

Os contratos bilaterais são acordos assinados entre dois agentes do mercado, normalmente o gerador e o distribuidor, o comercializador ou o consumidor livre. Neste tipo de contrato, os agentes podem negociar diretamente ou através de um *broker* (Gomez, 2007) e as condições dos contratos são concordadas livremente entre os agentes.

A principal vantagem dos contratos bilaterais é que estes permitem aos agentes ter cobertura contra as flutuações dos preços de energia no mercado de curto prazo, negociando livremente as condições e as garantias a serem fornecidas.

Existem dois tipos de contratos bilaterais, os físicos e os financeiros (Gomez 2007). O primeiro são os **contratos bilaterais físicos** que determinam o despacho físico da energia contratada. Os agentes determinam livremente as quantidades e os preços da energia e, ainda, o período de entrega e duração do contrato. Com este tipo de contrato, o gerador deve produzir a energia vendida e o contrato deve ser informado ao operador da rede.

O segundo tipo, **contratos bilaterais financeiros** não determinam o despacho físico de energia, uma vez que o operador do sistema realiza o despacho independentemente dos mesmos, os quais proporcionam apenas uma cobertura contra a variação de preços.

Por sua parte, Kirschen e Strbac (2004) identificaram três tipos de contratos bilaterais, sendo eles os contratos de longo prazo, os contratos de balcão (*over the counter* - OTC) e as transações eletrônicas.

Os OTC são transações negociadas diretamente entre as partes, normalmente envolvendo quantidades de energia despachadas segundo perfis padrão. São normalmente produtos padronizados que representam uma quantidade *standard* de energia despachada em diferentes períodos do dia e da semana. Este tipo de contrato tem um baixo custo de transação e é geralmente utilizado para redefinir as posições dos agentes no mercado de energia (Kirschen e Strbac, 2004).

Por sua vez, nas transações eletrônicas os participantes realizam ofertas tanto para a compra quanto para a venda de energia, com o respectivo preço e período. Todos os agentes podem observar todas as ofertas, porém elas são anônimas. Assim, quando um agente introduz uma oferta de venda, o sistema procura uma demanda

correspondente para o mesmo período. Se o sistema achar uma demanda por um preço igual ou maior, fecha-se automaticamente o contrato e este pode ser visto por todos os agentes na plataforma de negociação. Como apontam Krischen e Strbac (2004), esta forma de transação é muito barata e rápida e geralmente acontece até minutos antes do mercado fechar (*gate closure*) para definir o despacho. Por outro lado, como as transações são anônimas, é essencial que este tipo de contrato tenha uma contraparte central, normalmente a *clearing* utilizada pela bolsa de contratos de energia.

Destaca-se que os contratos OTC e as transações eletrônicas são típicos dos mercados de curto prazo do tipo *net pool*, já analisado.

Por outra parte, nos contratos de longo prazo, os agentes negociam grandes volumes de energia por longos períodos e os preços e as condições são determinados livremente entre os agentes. Esse tipo de contrato é conhecido como *Power Purchase Agreement* (PPA). Krischen e Strbac (2004) mencionam que um dos maiores problemas deste tipo de contrato são os altos custos de transação e os longos períodos de negociação.

Em quase todos os países analisados, é permitida a realização de contratos bilaterais de longo prazo, exceto na Coreia do Sul. Porém a livre negociação das condições não é observada em todos os países, além de existirem regras e limitações específicas em cada um deles.

No Quadro 5, observam-se as principais características dos contratos bilaterais de longo prazo nos países analisados. Na Califórnia e na Índia, mais de 80% da contratação de energia a prazo é feita via PPA. Embora não com participação significativa, outros países como Colômbia, México no novo modelo¹², Portugal e Reino Unido e os sistemas do PJM e New England ISO também oferecem a possibilidade de negociações bilaterais para a conformação de contratos tipo PPA. No Brasil, são somente os consumidores livres que possuem a opção de realizar contratos bilaterais livremente negociados.

Já no Chile e no Peru, as distribuidoras devem realizar uma licitação para contratar 100% de sua demanda no longo prazo. Por fim, tanto no Japão quanto na China, existem os contratos bilaterais de longo prazo, porém as condições são totalmente reguladas pelo Estado.

¹² O México encontra-se em pleno processo de transição, assim, embora seja permitida a contratação bilateral, ainda nenhum contrato foi efetivamente feito.

Quadro 4

Contratos bilaterais de longo prazo, características dos países analisados

País	Contratos bilaterais longo prazo	Características
Brasil	SIM	Livre negociação de condições apenas com consumidores livres.
Chile	SIM	Os distribuidores devem licitar PPAs para 100% da demanda.
China	SIM	Todas as condições dos contratos reguladas pelo Estado.
Colômbia	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.
Coreia do Sul	NÃO	
Estados Unidos		
Califórnia	SIM	90% da energia está contratada com contratos tipo PPA.
PJM	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.
New England Iso	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.
Índia	SIM	89% da energia está contratada com contratos tipo PPA.
Japão	SIM	Contratos de longo prazo regulados pelo Estado.
México*	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.
Peru	SIM	Os distribuidores devem licitar PPAs para 100% da demanda.
Portugal	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.
Reino Unido	SIM	Se permitem contratos livremente negociados entre os agentes.

* México atualmente está reformando o setor elétrico, o dado desta tabela faz referência as novas modalidades de contratação

Fonte:

CASTRO *et al* 2017a.

4.2. Mercado de capacidade e mercado de confiabilidade

Dentre os países analisados, a Colômbia, o Reino Unido e os Estados Unidos nas áreas do New England ISO e do PJM utilizam mercados de capacidade ou confiabilidade.

Através desta estrutura, busca-se criar uma remuneração adequada que ajude a garantir a segurança e a expansão do sistema, utilizando mecanismos de mercado. Os mercados de capacidade e confiabilidade possuem um duplo objetivo:

- i. No curto prazo, assegurar que exista suficiente reserva no sistema que possa ser chamada para operar em períodos críticos; e
- ii. No longo prazo, permitir a expansão adequada do sistema para o atendimento à demanda futura.

Embora cada país tenha detalhes e características específicas na estrutura dos seus mercados de capacidade/confiabilidade, conforme aponta a ISO New England (2012), em essência todos possuem a mesma lógica:

- i. O regulador ou o operador projeta uma demanda para o futuro e contempla as necessidades de reserva do sistema.

- ii. Realizam-se leilões em que os geradores, existentes ou novos, oferecem capacidade disponível com um determinado preço.
- iii. O preço do leilão resulta da igualdade entre a oferta e a demanda, sendo que todos os geradores contratados receberam o mesmo preço de mercado durante todo o período de duração do contrato assinado, independentemente de serem chamados a operar o não.

Observa-se que a demanda é estabelecida de forma regulatória, podendo ser o operador ou o próprio regulador quem a define. Um parâmetro chave para a formação da curva de demanda é o custo de uma nova central (*Cost of a New Entry – CONE*). O CONE corresponde ao custo fixo total, mais remuneração do investimento, para uma nova usina de uma tecnologia marginal, por exemplo, o gás ciclo aberto (DECC, 2015).

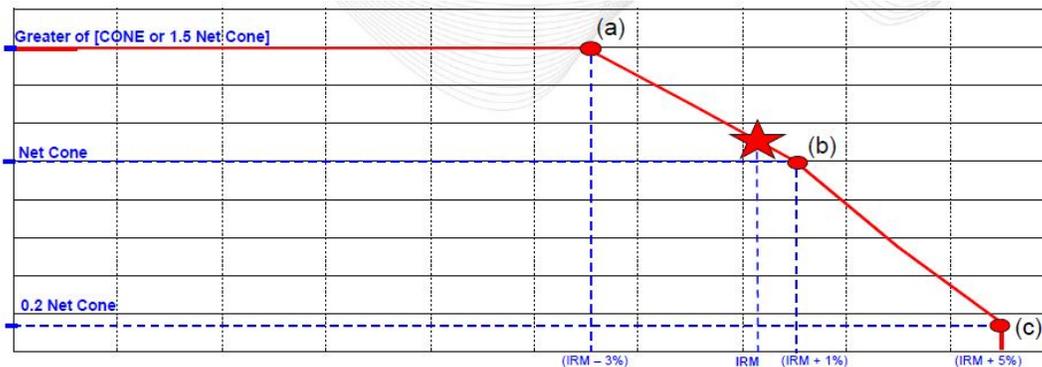
As usinas marginais apresentam diferentes estruturas de custo. Neste sentido, embora o mercado de energia *per se* não garanta que uma central de ponta recupere todos seus custos fixos apenas no mercado de energia, pode acontecer que, em alguns períodos, elas sejam despachadas com um preço maior do que os seus custos variáveis. Isso ocorrerá, por exemplo, caso uma central nova de ponta em ciclo aberto tenha um fator de conversão de gás em energia elétrica melhor do que as centrais semelhantes já em operação no sistema. Assim, o mercado de capacidade/confiabilidade não precisa remunerar a totalidade do custo fixo, mas apenas a parte deste que não é possível recuperar via mercado de energia.

Por esta razão, além do valor do CONE, calcula-se também o NET CONE, isto é, o valor líquido da remuneração do novo entrante que é preciso remunerar via mercado de capacidade/confiabilidade e que corresponde apenas à parte do custo fixo de uma nova usina. No caso do Reino Unido, o NET CONE corresponde ao valor de CONE subtraído da remuneração esperada do mercado de energia (DECC, 2015). Sendo assim, o NET CONE procura resolver o problema da suficiência da receita (*missing money*), analisado anteriormente. Destaca-se que é em função do NET CONE que se estrutura a curva de demanda do mercado de capacidade/confiabilidade.

Conforme se observa no Gráfico 8, o NET CONE corresponde ao ponto ótimo de contratação de capacidade. Em função desse valor, determina-se um preço teto regulatório para a demanda, como 1,5 vezes o valor do NET CONE, como de observa na Gráfico 8. Da mesma forma, estabelece-se um preço mínimo. Esta estrutura garante, por um lado, que a curva de demanda de capacidade seja negativamente inclinada e, por outro lado, fornece incentivo à concorrência.

Consequentemente, o resultado do leilão estará em algum ponto ao longo da curva de demanda.

Gráfico 8
Demanda regulatória do mercado de capacidade



Fonte: Schidecker, 2016 (p. 5).

Cramton e Ockenfels (2013) apontam que o mercado de capacidade deve funcionar de forma análoga a um mercado de energia, com a importante diferença de que a curva de demanda é estabelecida de forma regulatória, mas deixando a oferta operar segundo os mecanismos de mercado para determinar um preço de equilíbrio.

No mercado de capacidade tradicional os geradores possuem a obrigação de vender capacidade física ao sistema, sendo a energia produzida por esta capacidade negociada no mercado de curto prazo. Em princípio, quando requerido pelo operador em casos de emergência do sistema, esta capacidade deve ser capaz de fornecer a energia necessária (Bowring, 2013).

Contudo, a principal limitação atribuída ao mercado de capacidade tradicional é que, embora exista um incentivo à contratação de capacidade, não existe garantia de que os geradores irão, efetivamente, a produzir energia quando o sistema passar por condições críticas (ISO New England, 2012).

Neste contexto, o mercado de capacidade tradicional pode ser modificado para incluir um incentivo à performance, dando lugar aos mercados de confiabilidade. Assim, a diferença entre o mercado de capacidade tradicional e o mercado de confiabilidade é que, no segundo, existe um forte incentivo à boa performance dos geradores nos momentos críticos do sistema.

A ideia é que os geradores que foram contratados no mercado de confiabilidade se comprometam a fornecer energia ao sistema sempre que este passe por condições críticas, garantindo efetivamente a segurança do sistema. Cada país estabelece o que

se considera condições críticas do sistema e sob que circunstâncias os geradores com contratos de capacidade devem ser chamados a operar.

Para ilustrar esta evolução do mercado de capacidade tradicional para o mercado de confiabilidade, é detalhado o caso do PJM, o qual se encontra em um período de transição, no Box 4.

Box 4: Mercado de capacidade em transição PJM

Na área do PJM, o mercado de capacidade, *Reliability Pricing Model* (RPM), encontra-se em transição para um mercado de confiabilidade. Dois elementos são fundamentais no RPM: (i) há um sinal locacional estabelecendo a demanda conforme diferentes áreas; e (ii) vários tipos de recursos podem participar do mercado, a saber, geração, gerenciamento de carga, eficiência energética e melhoras no sistema de transmissão (PJM, 2016).

A demanda é estabelecida em função dos requerimentos de capacidade das *Load Serving Entities* (LSE), agregados pelo operador e discriminados para cada área. Do lado da oferta, os agentes oferecem os diferentes recursos com o compromisso de fornecimento dos respectivos serviços sempre que requeridos pelo operador (PJM, 2016).

Durante o período de transição, transacionam-se dois tipos de produtos: (i) *Base Capacity*, os recursos que não são capazes de fornecer serviços de forma estável e previsível durante todo o ano, mas que devem estar disponíveis durante o verão (este tipo de produto deixará de ser ofertado em breve); e (ii) *Capacity Performance*, os recursos capazes de fornecer serviços de forma estável e previsível durante todo o ano. Antes de participar do RPM, os recursos devem ser qualificados pelo operador, em função de parâmetros técnicos, como *base capacity* ou *capacity performance* (PJM, 2016).

O RPM funciona através de leilões realizados três anos antes do requerimento efetivo dos serviços, existindo também leilões de ajuste posteriores. No ponto onde a demanda se iguala à oferta, estabelece-se o preço ao qual serão remunerados todos os recursos contratados. Importante mencionar que há leilões separados, com preços diferentes para cada um dos produtos (PJM, 2015).

Em alguns casos, o mercado de capacidade conta com uma opção de confiabilidade (*reliability option*). Assim, a relação entre o mercado de capacidade e o mercado de energia se dá por meio de uma opção sobre o preço neste mercado. Destaca-se que sempre que o sistema está em condições críticas, o preço de curto prazo tende a aumentar rapidamente. Nestes casos, a opção representa, na prática, um preço máximo no mercado de energia, pois toda vez que o preço de curto prazo superar o preço de exercício da opção, todos os geradores com contratos de confiabilidade serão chamados a fornecer energia no sistema a esse preço e, deste modo, a opção de confiabilidade será exercida (Cramton e Ockenfels, 2013).

Observe-se que, neste esquema, a remuneração do gerador consta de dois componentes, sendo que o primeiro é decorrente do mercado de capacidade, o qual

é fixo pelo tempo de duração do contrato, e o segundo decorre da venda de energia no mercado de energia. Assim, quando o gerador opera, ele recebe uma remuneração igual ao menor valor entre o preço de mercado e o preço de exercício da opção de confiabilidade.

Como se observa no Box 5, na Colômbia existe um mercado de confiabilidade caracterizado pelo uso da opção de confiabilidade nos moldes descritos acima.

Box 5: Mercado de confiabilidade da Colômbia

No mercado de confiabilidade colombiano, transacionam-se *Obligaciones de Energía Firme* (OEF), que são um compromisso dos geradores de produzir energia firme durante condições críticas de fornecimento (CREG, 2016b). As condições críticas ocorrem sempre que o preço da bolsa atinge o preço de escassez, definido regulatoriamente. Como os geradores possuem a obrigação de gerar e entregar sua energia ao preço de escassez, o mecanismo, na prática, coloca um preço teto ao custo da energia para os consumidores na bolsa de energia.

As OEF possuem o prazo de um ano para usinas existentes e 20 anos para as usinas novas (CREG, 2016b), de forma a viabilizar a construção de novos projetos, e, para novos projetos, são assignadas via leilão, realizado com três anos de antecedência ao requerimento efetivo da energia firme. A curva de demanda para este leilão é definida pelo regulador, a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), o qual determina um preço teto equivalente a duas vezes o custo do entrante (CREG, 2016b). Por sua vez, os investidores realizam suas ofertas de energia firme para novos projetos. O racional para que o preço teto da demanda seja de duas vezes o custo do novo entrante é que as OEF devem, além de suprir os recursos para rentabilizar os custos fixos dos novos entrantes, custear a venda de energia ao preço de escassez em períodos críticos, isto é, viabilizar o teto para o preço do mercado de energia. Para as usinas existentes, é assignado o preço do último leilão para novos empreendimentos por período de um ano.

O preço dos leilões de OEF para novos empreendimentos resulta da igualdade entre a oferta e a demanda, sendo que todos os geradores que ganharam uma OEF receberam o mesmo preço resultante do leilão durante toda a vigência da opção, ajustado pela inflação (Cramtom e Stoft, 2007). Desta forma, os geradores recebem uma remuneração conhecida e estável, em dólares americanos, durante o prazo de duração de sua OEF, independentemente de sua participação diária no mercado spot, diminuindo, assim, o risco dos novos investimentos (Restrepo *et al*, 2012). Por sua vez, todos os consumidores pagam o Encargo por Confiabilidade destinado a remunerar as OEF (CREG, 2016b).

No mercado de energia, quando o preço supera o preço de escassez, os geradores que possuem OEFs são chamados a operar, recebendo pela energia efetivamente gerada o preço de escassez, o qual é determinado pela CREG e atualizado mensalmente.

Caso o gerador com OEF não entregue energia no período crítico, ele deve comprar energia no mercado curto prazo ao preço vigente, ao mesmo tempo em que é remunerado pelo preço de escassez (CREG, 2016b). Portanto, é o próprio preço do mercado de energia que atua como incentivo à performance dos geradores, já que, em períodos de secas prolongadas, este preço pode atingir valores muito maiores do que o preço de escassez (Cramtom e Stoft, 2007).

Além das opções de confiabilidade, existem outros mecanismos para criar incentivos à performance dos geradores nos momentos críticos do sistema. Destaca-se o caso do New England isso, em que o incentivo possui uma relação direta com a forma de remuneração dos agentes que participam do mercado de confiabilidade. O gerador recebe, além da remuneração fixa pela capacidade disponível, uma remuneração variável (ou uma penalização) que depende da sua performance. Desta forma, o risco de não operar nos momentos críticos é transferido aos geradores, assim os que não geram em momentos críticos são obrigados a comprar a energia não gerada a um preço regulado elevado dos geradores que supriram energia em seu lugar (ISO New England, 2012).

No Box 6, mostra é demonstrado com maior detalhe o mecanismo implementado no sistema do New England ISO, a fim de garantir uma boa performance dos geradores nos momentos críticos do sistema.

Box 6: Mercado de confiabilidade do New England ISO

O mercado de confiabilidade do New England ISO (NE-ISO) opera com leilões realizados com três anos de antecedência ao ano efetivo de requerimento da obrigação. Neste mercado, podem participar tanto geradores existentes quanto novos, sendo os existentes contratados anualmente enquanto os novos podem ter contratos de até sete anos (Mauer e Barroso, 2011).

O operador determina a capacidade mínima necessária para cada área do NE-ISO e estabelece a curva de demanda onde o preço teto é igual a duas vezes o custo do novo entrante. Os leilões são por área, com a finalidade de dar um sinal locacional à oferta (Mauer e Barroso, 2011). O preço do leilão é definido pela interação da oferta e da demanda, sendo que todos os geradores contratados receberam o mesmo preço resultante do leilão.

O principal diferencial do mercado de capacidade no NE-ISO é a forma de remunerar os geradores. Estes são remunerados em função da performance durante os períodos críticos do sistema, definidos como momentos em que, por qualquer razão, haja uma redução da margem de reserva do sistema para níveis classificados como críticos.

No New England ISO (2012), a remuneração dos geradores no mercado por confiabilidade tem dois componentes: (i) a receita fixa durante a duração da obrigação, a qual resulta do preço de equilíbrio

determinado no leilão; e (ii) o pagamento ou o recebimento por performance, determinados em função da geração efetiva de cada gerador durante o período crítico e do valor do pagamento por performance determinado regulatoriamente.

O valor do pagamento ou do recebimento por performance é definido a partir do custo fixo anual de uma nova usina marginal hipotética que operaria somente nas horas críticas do sistema, dividido por uma estimativa do número de horas críticas em um ano. Este valor equivale atualmente a US\$ 5.000 por MWh (ISO New England, 2012).

O pagamento por performance implica em uma transferência de recursos entre os geradores com baixa performance àqueles com alta performance, sem implicar em nenhum custo adicional ao consumidor (ISO New England, 2012). Desta forma, estabelece-se um forte incentivo para que os geradores de fato produzam energia durante os períodos críticos do sistema.

Em função do analisado nesta sessão, no Quadro 6 são destacadas as principais características dos mercados de capacidade/confiabilidade analisados. Destaca-se que apenas o Reino Unido possui um mercado de capacidade tradicional, enquanto a Colômbia, o PJM e o New England ISO implementaram algum mecanismo de confiabilidade a fim de criar um maior incentivo à performance dos geradores nos momentos críticos do sistema. Assim, na Colômbia são utilizadas as Obrigações de Energia Firme (OEF), no PJM criou-se o novo produto *Capacity Performance* com maiores exigências técnicas e no New England ISO embutiu-se o incentivo à performance na remuneração dos geradores no mercado de confiabilidade.

Quadro 5
Características dos mercados de capacidade/confiabilidade analisados

País	Tipo	Produto	Características	Remuneração
Colômbia	Confiabilidade	OEF	Existe uma opção, a OEF, atribuída via leilão, que é executada quando o preço do mercado de energia de curto prazo supera o preço de escassez.	Valor da OEF determinada no leilão adicionado da valor da energia, valorada ao preço de escassez, quando executada a opção.
PJM	Transição	<i>Capacity Base</i> e <i>Capacity Performance</i>	Realiza-se leilão de contratação para cada um dos produtos. Há requerimentos técnicos para qualificar uma usina como <i>capacity base</i> ou <i>capacity performance</i> . O produto <i>Capacity Base</i> deve desaparecer do mercado.	Valor da cada produto determinado nos respectivos leilões. O gerador recebe o valor resultante do leilão durante o período de duração do contrato
New England Iso	Confiabilidade	Capacidade	Realiza-se leilão de contratação. O incentivo à performance está em receber ou ser obrigado a pagar por geração ou déficit de geração em momentos críticos do sistema.	Remuneração conta com duas partes. (1) remuneração fixa resultando do leilão de capacidade e (2) remuneração variável que depende da performance do gerador nos momentos críticos.
Reino Unido	Capacidade	Capacidade	Realiza-se leilão de contratação. O incentivo à performance está embutido na remuneração.	Resultado do leilão, remuneração pode durar entre 1 e 15 anos dependendo da duração do contrato leilado.

Fonte: CASTRO *et al* 2017a.

4.3. Leilões de contratação

Dentre os países estudados, o Brasil, o México no novo modelo, o Chile e o Peru apresentam um esquema de leilões ou licitações de contratação de longo prazo. No caso do Chile e Peru, são as distribuidoras que devem realizar as licitações para a contratação de 100% de sua demanda no longo prazo. No Brasil e no México, é o Estado, através do regulador ou outra instituição, quem realiza os leilões de contratação de longo prazo. No caso mexicano, este esquema ainda não foi totalmente implementado, pois a sua reforma setorial foi iniciada recentemente, no final do ano 2014. Contudo, as leis que determinam a aplicação de leilões de contratação e sua estrutura já foram aprovadas no país. Assim, esta sessão está focada na última forma de contratação a longo prazo citada, os leilões de contratação organizados pelo Estado.

Apesar das peculiaridades de cada país, eles possuem características similares enumeradas a seguir:

- i. Os leilões são realizados com antecedência à realização efetiva da demanda. Portanto, a demanda do mercado é projetada em função das estimações de consumo.
- ii. Com essa informação, os participantes do leilão inscrevem novos projetos de geração. No caso do Brasil, os geradores oferecem uma parte de sua garantia física, já no México estes podem oferecer três tipos de produtos (potência, energia e certificados de energia limpa) ou um pacote combinando estes produtos. Cada oferta tem um preço específico.
- iii. No leilão, os agentes são contratados em função do preço, de menor ao maior, até atingir a demanda prevista.
- iv. Os ganhadores do leilão assinam contratos de longo prazo, em ambos os países, com entrega durante 15 anos ou mais¹³.
- v. No caso destes contratos de longo prazo, não existe um preço de mercado único para todos os geradores, já que todos os agentes contratados no leilão recebem o preço ofertado para seus produtos durante a duração de todo o contrato.

Destaca-se que são duas as características fundamentais dos leilões de contratação:

- i. Eles oferecem contratos com prazos bem mais longos do que os contratos na maioria dos países estudados; e

¹³ No México, existem contratos de médio prazo, que duram até três anos.

- ii. Não existe um preço de mercado único, pois os leilões podem prever vários produtos e cada agente recebe o preço ofertado para seu produto¹⁴ por toda a duração do contrato, com um mecanismo específico de indexação.

Além dos contratos de longo prazo, os geradores podem ter outras remunerações. Por exemplo, no caso mexicano, o gerador pode transacionar parte de sua energia no mercado, não sendo obrigado a vender a totalidade via leilão de longo prazo. Já no caso brasileiro, os geradores térmicos recebem, além de uma receita fixa (indexada), também o valor do Custo Variável Unitário (CVU), destinado a cobrir custos com a aquisição de combustíveis, sempre que são chamados a operar.

No Box 7, explica-se, de forma geral, como funciona o esquema de contratação de projetos novos via leilões no Brasil.

Box 7: Leilões de energia nova no Brasil

Na reforma do Setor Elétrico Brasileiro em 2004, estabeleceu-se um modelo baseado em contratos de longo prazo para garantir a apropriada expansão do sistema. O modelo comercial é baseado em leilões de contratação de longo prazo para assegurar os investimentos no setor.

Estes leilões visam garantir a demanda do mercado cativo e, para isso, as distribuidoras informam suas necessidades de contratação de energia futura, para três e cinco anos à frente no caso de projetos novos. Todas as demandas são agregadas em um *pool* virtual, o qual adquire em bloco a energia das novas usinas.

Nos leilões, comercializa-se a garantia física e não a energia, portanto os geradores oferecem, ao menos, parte da sua garantia física e o respectivo preço. O resultado dos leilões é decidido pelo menor preço, tendo como parâmetro superior um preço-teto definido pelo Ministério de Minas de

¹⁴ Cada gerador tem a liberdade de selecionar o seu produto e, no caso do México, pode ser potência, energia, certificados verdes ou uma combinação destes. No caso brasileiro, há produtos distintos para cada tipo de projeto (hídrico, térmico, biomassa, eólica, solar), com esquemas de remuneração e alocação de risco diferentes. Além disso, no Brasil os geradores não são obrigados a transacionar a totalidade da garantia física no leilão de longo prazo, podendo preservá-la para receitas de outras fontes, por exemplo, para venda a consumidores livres no mercado de curto prazo.

Energia para cada tipo de fonte. Cada gerador assina um contrato de longo prazo, de 15 a 30 anos, dependendo da fonte, e recebe durante esse período o preço oferecido no leilão, indexado à inflação. No caso dos geradores térmicos, além da receita fixa mensal, há o reembolso dos custos de combustíveis sempre que há despacho. Cada gerador que vence um leilão assina um contrato com cada distribuidora que apresentou declaração de necessidade de demanda no mesmo, de forma que o preço médio de cada distribuidora seja igual para esse leilão.

Neste esquema, os novos empreendimentos, estruturados em sociedades de propósito específico (SPE), utilizam os contratos de longo prazo como garantia de financiamento para os projetos em um esquema de *project finance*.

5. Conclusões e reflexões sobre o modelo brasileiro

O Brasil apresenta um esquema de comercialização com diversas particularidades em relação aos países analisados nas seções anteriores. Entre as principais diferenças, destaca-se:

- i. No Brasil, comercializa-se garantia física, a qual é um produto financeiro que representa um lastro de confiabilidade para o sistema. Por sua vez, os contratos, mesmo não envolvendo geração física de energia por parte do gerador, implicam em entrega de energia para o consumidor, ainda que proveniente de centrais diferentes daquela que firmou o contrato. Os contratos no Brasil, portanto, envolvem tanto lastro de confiabilidade (garantia física) como a energia propriamente dita, diferentemente do que ocorre nos demais países estudados, em que os pagamentos ou contratos por capacidade/confiabilidade estão sempre separados da contratação da energia a ser suprida ao consumidor.
- ii. A garantia física é comercializada no mercado regulado através de leilões centralizados, organizados pelo governo. Como resultado dos leilões, são assinados contratos de longo prazo (15 anos ou mais), os quais dão previsibilidade de receitas aos geradores e servem de garantia para a obtenção de créditos, muitas vezes na modalidade de *project finance*. Portanto, a expansão está calcada na contratação compulsória e regulada da energia futura das distribuidoras.
- iii. O mercado desregulado (mercado livre) não desempenha papel significativo na expansão do sistema¹⁵. Devido à altíssima volatilidade dos preços de curto

¹⁵ Na verdade, há um nicho para novos projetos no mercado livre que são as fontes incentivadas, como biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidroelétricas, que têm descontos nas tarifas de acesso à rede tanto para o produtor como para o consumidor e que podem acessar o mercado dos consumidores especiais, isto é,

prazo, os quais alternam períodos muito longos de preços baixíssimos com períodos de preços extremamente elevados, a construção e o financiamento de novos projetos de geração depende de contratos em prazos longos com receitas previsíveis, difíceis de obter no mercado livre. Embora não sejam raros os contratos de prazos relativamente dilatados, de cinco anos ou até mais, eles não têm se mostrado capazes de servir de garantia para financiamentos de longo prazo.

- iv. Os contratos não determinam o despacho de energia. De fato, o despacho é feito independentemente dos contratos, havendo, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema.
- v. Por não existir comercialização de energia física, também não existe um mercado de energia de curto prazo *strictu sensu*.
- vi. Devido a esse descolamento entre despacho e contratos, há grande volume de diferenças entre a energia contratada e a energia medida e, assim, o mecanismo de conciliação de diferenças assume, no modelo brasileiro, uma grande relevância, a qual não é observada em outros países.
- vii. O mecanismo de conciliação de diferenças, chamado no Brasil de Mercado de Curto Prazo (MCP), conta com um preço que não depende da interação de oferta e demanda no mercado, sendo calculado por modelos computacionais, flutuando, sobretudo, de acordo com as condições hidrológicas e refletindo o custo de oportunidade da água.

Embora o fato de o modelo comercial brasileiro ser baseado em contratos de longo prazo seja adequado do ponto de vista da expansão da capacidade, ele se mostrou arriscado e financeiramente frágil durante a recente crise hidrológica. O problema parece, pelo menos em parte, ter um caráter estrutural, isto é, está associado ao desenho do modelo de comercialização de energia no atacado brasileiro¹⁶.

Em primeiro lugar, o descolamento entre contratos e despacho torna o modelo de comercialização inerentemente arriscado, na medida em que sempre há um volume expressivo de diferenças entre os montantes contratados e medidos a ser liquidado no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Com isso, em períodos de seca prolongada, a contabilização de diferenças pode atingir volumes financeiros muito elevados

consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW. Tais consumidores não têm acesso à contratação de energia proveniente de fontes tradicionais, restrita aos consumidores classificados na categoria livre (demanda contratada mínima de 3 MW). Isto dá a tais fontes um diferencial competitivo que viabilizou alguns novos projetos. Ainda assim, trata-se de um nicho, relativamente pouco representativo (Castro *et al*, 2014, pp. 58).

¹⁶ Para uma análise detalhada ver Castro, Brandão, Machado e Gomes, 2017.

(Castro e Brandão 2010a). Isso decorre da tendência do PLD de estacionar em níveis elevados durante longos meses em crises hidrológicas, fazendo os sempre altos volumes físicos de diferenças serem valorados a um preço muito alto durante muito tempo.

Preços de curto prazo em níveis muito altos em situação de seca também expõem a um risco financeiro agudo agentes que por qualquer razão tenham obrigações financeiras indexadas direta ou indiretamente ao PLD. É o caso de consumidores livres com contratos antigos vencendo, os quais serão em tais circunstâncias obrigados a renová-los a preços elevados, e também é o caso de geradores que possuem a obrigação de ressarcir os contratantes pela energia não entregue, seja por problemas técnicos no despacho, seja por atraso na entrada em operação de novos projetos.

Paradoxalmente, o desenho dos contratos para novos empreendimentos de geração é, se nos atemos às suas linhas gerais, muito bom. Os empreendimentos contam com expressivas receitas fixas que permitem remunerar o capital investido e pagar gastos de administração e operação. No caso de empreendimentos térmicos, há também receitas variáveis que se destinam a ressarcir o gerador pelos gastos com combustíveis. Na prática, porém, o funcionamento dos contratos apresenta riscos expressivos que não estão contemplados nessa descrição mais geral e que talvez suscitem aperfeiçoamentos no desenho do mercado e na regulação econômica da geração.

O caso mais conhecido é o dos contratos por quantidade firmados por hidroelétricas, os quais, em condições normais, pareciam muito seguros para o empreendedor, mas que, com a crise hidrológica recente, estiveram associados a um risco financeiro importante, qual seja, o compromisso de entrega de energia se traduziu, durante a crise, na necessidade de comprar energia a um PLD muito alto para honrar os contratos. Isso levou os geradores hídricos a recorrerem à justiça para se protegerem de obrigações de curto prazo vultosas na CCEE. O grande volume de liminares perturbou o mercado em 2015, elevando o nível de inadimplência na CCEE, o que deu origem a uma segunda onda de ações judiciais, buscando (e obtendo) proteção contra o rateio da inadimplência, o que levou à paralização do mercado e obrigou o governo a oferecer uma repactuação do risco hidrológico, a qual transferiu, mediante desconto nos contratos, o risco hidrológico para os consumidores regulados.

Os contratos com as termoelétricas também têm apresentado problemas. Os mais notórios estão relacionados ao compromisso de entrega de energia por ocasião do

despacho (**Adomp**, no acrônimo utilizado nas regras de comercialização de energia). O entendimento da ANEEL e da CCEE foi o de que os contratos envolvem a obrigação de ressarcir as distribuidoras pela energia despachada pelo ONS, mas não gerada por qualquer razão interna à usina, implicando em uma obrigação para o gerador, valorada ao PLD do momento subtraído do CVU da usina. Essa interpretação (questionada pelas empresas no Judiciário, com ganho de causa para os agentes em muitos casos) levou a obrigações financeiras de curto prazo vultosas para vários geradores com problemas técnicos ou com necessidade de parada para manutenção de equipamentos, ainda quando os níveis de disponibilidade da usina no longo prazo estavam dentro dos valores declarados.

Outro problema verificado com relação às termoeletricas foi o descasamento do CVU com os custos variáveis reais de geração, sobretudo quando o operador precisa despachar as usinas fora do ponto ótimo de eficiência. Tradicionalmente, as termoeletricas brasileiras foram concebidas e utilizadas essencialmente como um *backup* de geração de base, gerando energia apenas em períodos de hidrologia fraca, mas operando, nessas ocasiões, a plena capacidade. Entretanto, recentemente, em razão da perda de participação das hidroelétricas na matriz de geração e do crescimento da geração intermitente eólica, em momentos de hidrologia fraca o ONS tem precisado programar usinas térmicas para modular a geração ao longo do dia ou ao longo da semana, operando por vezes fora do ponto ótimo de conversão de combustível em energia elétrica e com um número de partidas e paradas maior do que seria de se esperar utilizando a usina como um *backup* de geração de base. Isso gera sobrecustos que podem não estar sendo remunerados pelo CVU declarado pelo gerador.

O modelo brasileiro de contratos de longo prazo foi desenhado para proteger os agentes dos riscos associados à imprevisibilidade dos PLD e de sua tendência a oscilar entre extremos, alternando longos períodos de valores ínfimos com períodos de seca severa em que altos valores do PLD se tornam a regra. Mas a exposição residual ao PLD, via o mecanismo de conciliação de diferenças (MCP), foi suficiente, na crise hidrológica recente para provocar uma crise financeira. Portanto, há um trabalho de aperfeiçoamento a ser feito para aperfeiçoar a infraestrutura do mercado atacadista brasileiro, reduzindo o nível geral de risco e alocando-o de forma mais adequada.

Referências bibliográficas

AGUILAR, Argemiro; SANCHEZ, Gabriel. *Experiencias de El Niño 2015-2016*. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 105-2016 a. Superintendencia de Servicios Públicos. Online https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0-ef_xeLPAhXKqJAKHRg-CwsQFgghMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14237%2F110042%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B105-2016_Experiencias%2Bdel%2BNi%25C3%25B1o%2B2015-2016.pdf&usg=AFQjCNG_makS0DS2d3VAgl2XeOLOsflalg&sig2=Zu6cO7oO7kIbDmmsYzVBTA&bvm=bv.135974163,d.Y2I. Acessado em 16 de outubro de 2016.

AGUILAR, Argemiro; SANCHEZ, Gabriel. *Existe viabilidad para futuras termoeléctricas a gas natural en el MEM*. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 106-2016 b. Superintendencia de Servicios Públicos. Online [https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DIxuLPAhWifZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016_Existe%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM\(1\).pdf&usg=AFQjCNHrD9LgTUIahQBYkPegHjKInwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHIw&bvm=bv.135974163,d.Y2I](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DIxuLPAhWifZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016_Existe%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM(1).pdf&usg=AFQjCNHrD9LgTUIahQBYkPegHjKInwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHIw&bvm=bv.135974163,d.Y2I). Acessado em 16 de outubro de 2016.

ANEEL. Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Minuta_CCEAR_3o_e_4o_leilao_existente_2006_2009_consulta.pdf. Acessado em 11 de dezembro de 2016.

BANCO MUNDIAL. *Data base*. Banco Mundial site Oficial. Online datos.bancomundial.org/. Acessado em 14 julho 2016.

BORENSTEIN, Severin. *The trouble with electricity markets: Understanding California's restructuring disaster*. Journal of Economic Perspectives Vol. 16, nº 1. Winter 2002 p191-211. Online faculty.haas.berkeley.edu/borenste/download/JEP02ElecTrbl.pdf. Acessado em 17 de julho de 2016.

BOWRING, Joseph. *Capacity Markets in PJM*. Economics of Energy and Environmental policy. Vol. 2, nº 2. IAEE 2013. Online www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a03.pdf Acessado em 15 de setembro de 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). *Preços*. No site oficial da CCEE. 2016. Online

www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=895612097887471#%40%3F_afLoop%3D895612097887471%26_adf.ctrl-state%3Dwcykkweb_21. Acessado em 17 de julho de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 11. GESEL-UFRJ. Setembro de 2009.

www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17. GESEL-UFRJ. 2010a.

www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16. GESEL-UFRJ. 2010b.

www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme; ROSENAL, Rubens. *A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 62. GESEL-UFRJ. Novembro de 2014. Online

www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf. Acessado em 17 de julho de 2016.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto. *Relatório Técnico – Modelo de Comercialização de Energia: Reflexões para Aperfeiçoamentos*. GESEL-UFRJ, Março de 2015.

CASTRO, Nivalde J; BRANDÃO, Roberto; MACHADO, Antonio e; GOMES, Victor. *Reflexões sobre o mercado brasileiro de energia elétrica no atacado e a crise financeira recente*, TDSE nº 74/2017.

CASTRO, Nivalde J.; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme; VARDIEIRO, Pedro; ALVES, André; ALVES, Cristóvão; DORADO, Paola; HIDD, Gabriel;

OLIVEIRA, Carlos; VIEGAS, Thales. *Modelos de contratação de energia: experiências internacionais e lições para o Brasil*. O Texto foi desenvolvido no âmbito do P&D Aneel Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: contratação e remuneração variável, desenvolvido em parceria pela Eneva e pelo Gesel-UFRJ. 2017a.

CRAMTON, Peter; STOFT, Steven. *Colombia Firm Energy Market*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2007. Online www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf. Acessado em 22 de setembro de 2016.

CRAMTON, Peter; OCKENFELS, Axel; STOFT, Steven. *Capacity Markets Fundamentals*. Economics of Energy and Environmental Policy Vol. 2, nº 2. 2013. IAEE. Online http://www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a02.pdf. Acessado em 22 de setembro de 2016.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Treinamento Newave – Decomp. São Paulo, 2007.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA E GÁS (CREG). *Cargo por Confiabilidad*. CREG 2016. Online www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm. Acesso em 9 de julho de 2016.

CLAVIJO, Sergio. *La crisis energética de Colombia 2015-2016*. Comentário Económico del Día. ANIF Centro de Estudios Económicos. Abril 2016. Online <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Acessado em 16 de outubro de 2016.

CRETI, Anna; FABRA, Natalia. *Supply security and short-run capacity markets for electricity*. Energy Economics Vol. 29 N 2. p. 259-276. El Sevier 2007. Online e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/5009/?sequence=1. Acessado em 1 de julho de 2016.

CLUDIUS, Johanna; HERMANN, Hauke; MATTHES, Felix. *The merit of order effect of wind and photovoltaic electricity generation in German 2008-2012*. Center for Energy and Environmental Markets. Working Paper. May 2013. Online [ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20\(2013\)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf](http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20(2013)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf). Acessado em 19 de julho de 2016.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EMP). *Embalse Peñol- Guatapé*. Site oficial. <http://www.epm.com.co/site/comunidadymedioambiente/Comunidadymedioam>

[biente/EmbalsePe%C3%B1olGuatap%C3%A9.aspx](#). Acessado em 16 de outubro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011*. Rio de Janeiro, 2012.

www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx.

Acessado em 22 de setembro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015*. Rio de Janeiro, 2016.

www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx.

Acessado em 22 de setembro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos. Leilão de Energia nova A-5*, 2016. Rio de Janeiro, 2016b.

www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/EPE-DEE-RE-024-2016-r1.pdf. Acessado em 28 de setembro de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo*, 2016. Rio de Janeiro, 2016c.

<http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf>.

Acessado em 28 de setembro de 2016.

ELA, E; MILLIGAN, M; BLOMM, A; BOTTERUD, A; TOWNSEND, A; LEVIN, T. Evolution of whole sale electricity market design with increasing levels of renewable generation. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, U.S Department of Energy, 2014. Online <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>.

DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE UK (DECC). Capacity market parameters. Government official web site, 2015. Online. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/468203/Capacity_Market_-_parameters_0810.pdf. Acessado em 16 de agosto de 2016.

DOAN, Bich-Thuy. *Impact of German Renewable Energies on the spot prices of the French-German Electricity Markets*. KTH Electrical Engineering, Sweden, 2013. Online www.hesamzadeh.com/Thuy%20Doan_thesis.pdf. Acessado em 17 de julho de 2016.

GOMEZ, Catalina. *Negociación de contratos bilaterales en mercados eléctricos competitivos*. Proyecto de fin de carrera Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla, 2007. Online

catedras-etsi.us.es/endesared/documentos/Negociacion%20de%20contratos%20bilaterales%20en%20mercados%20electricos%20competitivos.pdf Acessado em 19 de julho de 2016.

GREEN, Richard; NEWBERY, David. *Competition in the British Electricity Spot Market*. Journal of Political Economy Vol. 100, nº. 5. Oct 1992 p. 929 – 953. Online

www.jstor.org/stable/2138629?seq=1#page_scan_tab_contents. Acessado em 17 de julho de 2016.

ISO NEW ENGLAND. FCM Performance Incentive. Strategic Planning Initiative. October 2012. Visita técnica.

JOSKOW, Paul L. *Lessons learned from electricity market liberalization*. The Energy Journal. Special Issue: The Future of Electricity. Paper in honor of David Newbery. IAEE 2008. Online economics.mit.edu/files/2093. Acessado em 14 de julho de 2016.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of Power System Economics*. University of Manchester Institute of Science and Technology. Jhon Wisley and Sons Ltd. Reino Unido, 2004. Online

uodiyala.edu.iq/uploads/PDF%20ELIBRARY%20UODIYALA/EL43/Fundamentals%20of%20Power%20System%20Economics.pdf. Acessado em 17 de julho de 2016.

LINN, Joshua; MUEHLENBACHS, Lucija; WANG, Yushuang. *How do natural gas prices affect electricity consumers and environment?* Discussion Paper. Resources for the Future. Washington, 2014. Online

www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-14-19.pdf.

Acessado em 19 de julho de 2016.

MAURER, Luiz; BARROSO, Luiz. *Electricity Auctions: An Overview of efficient practices*. The World Bank. Washington, 2011. Online

www.ifc.org/wps/wcm/connect/8a92fa004aabaa73977bd79e0dc67fc6/Electricity+and+Demand+Side+Auctions.pdf?MOD=AJPERES. Acessado em 22 de setembro de 2016.

MAYER, Johannes. *Electricity production and spot prices in Germany 2014*. Fraunhofer Institute for Solar Energy System ISE. 2014. Online

www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/folien-electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014-engl.pdf. Acessado em 19 de julho de 2016.

MOYANO, Francisco J. *Pago por capacidad considerando disponibilidad de centrales eléctricas*. Memoria para obtención del Título de Ingeniero de Industrias. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 2002. Online power.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/moyano.pdf. Acessado em 19 de julho de 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Histórico da operação*. Site oficial ONS 2016. Online www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx. Acessado em 22 de setembro de 2016.

PJM. *PJM Manual 18. PJM Capacity Market. Revision 32*. PJM Capacity Market Operation 2016. Online www.pjm.com/~media/documents/manuals/m18.ashx. Acesso em 21 de julho de 2016.

PJM. *Capacity Performance Training*. PJM presentation July 8, 2015. Online www.pjm.com/~media/markets-ops/rpm/20150708-capacity-performance-webex-training.ashx. Acessado em 21 de julho de 2016.

PRADA, Javier E; OSPINA, Juan Pablo. *Análisis e evaluación del cargo por capacidad en la generación de energía eléctrica en Colombia*. Trabajo de grado. Ingeniería Industrial. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, 2004. On line www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/ingenieria/tesis20.pdf. Acessado em 19 de Julho de 2016.

RESTREPO, María Isabel; ARANGO, Santiago; VÉLEZ, Luis Guillermo. *La confiabilidad en los sistemas eléctricos competitivos y el modelo colombiano de cargo por confiabilidad*. Cuaderno de Economía Vol. 31, nº 56. Bogotá, 2012. Online www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47722012000100008. Acessado em 22 de setembro de 2016.

ROTARU, Delia Vasilica. *The UK electricity market evolution during the liberalization process*. CES Working Paper 2013. Online ceswp.uaic.ro/articles/CESWP2013_V2_ROT.pdf. Acessado em 15 de julho de 2016.

SHUTTLEWORTH, Graham; MCKENZIE, Isabelle. *A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool*. Report prepared by NERA for Confindustria. Rome. 2002. Online www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/5566.pdf. Acessado em 15 de setembro de 2016.

SCHIDECKER, Paul. *PJM capacity market overview*. Apresentação feita durante a visita técnica do GESEL-UFRJ. Junho, 2016.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *Electricity: Wholesale electricity and natural gas market data*. Oficial web site. 2016. Online www.eia.gov/electricity/wholesale/. Acessado em 18 de julho de 2016.

VARIAN, Hal L. *Intermediate Microeconomics. A modern approach*. Norton & Company. 2005.

VILLAREAL, Julio; CÓRDOBA, Maria J. *Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector eléctrico en Colombia*. Revista Ingeniería e Investigación. Vol. 28, nº 3. Diciembre 2008, p105-115. Online www.scielo.org.co/pdf/iei/v28n3/v28n3a15.pdf. Acessado em 19 de julho de 2016.