



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade
Departamento de Economia
Curso de bacharelado em Ciências Econômicas

**O MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL:
APRIMORAMENTOS PARA SUA EXPANSÃO**

Yasmin Martins de Oliveira

Brasília

Fevereiro de 2017



UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade
Departamento de Economia
Curso de bacharelado em Ciências Econômicas

O MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL: APRIMORAMENTOS PARA SUA EXPANSÃO

Aluna: Yasmin Martins de Oliveira

Orientadora: Andrea Felipe Cabello

Monografia apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília – UnB, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharelado em Ciências Econômicas, na Universidade de Brasília, sob orientação da Prof.^a Andrea Felipe Cabello

Brasília, 2017

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade

Departamento de Economia

Monografia apresentada ao Departamento de Economia da Universidade de Brasília como requisito parcial para obtenção do grau de bacharelado em Ciências Econômicas.

**O MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL:
APRIMORAMENTOS PARA SUA EXPANSÃO**

Yasmin Martins de Oliveira

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Andrea Felipe Cabello

Prof.^a Daniela Freddo

Brasília, 24 de fevereiro de 2017

AGRADECIMENTOS

Obrigada a toda minha família pelo suporte, compreensão e torcida para o meu sucesso. Aos meus pais, Cristiane e Amauri, que possibilitaram tudo para a realização da minha formação acadêmica. As minhas conquistas até agora não seriam possíveis sem o apoio de vocês.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho na Associação Brasileira de Comercializadores de Energia (Abraceel), que estimularam o meu interesse pelo tema energia e me ajudam cotidianamente no entendimento do setor.

Ao meu namorado e melhor amigo, Danilo, com quem pude contar para compartilhar todas as dificuldades que surgiram.

Por fim, agradeço à minha orientadora, Andrea, por todo o incentivo e pela disponibilidade em me aconselhar durante este trabalho, e por ter sido uma docente sempre presente para seus alunos na graduação.

RESUMO

O mercado livre de energia elétrica é um ambiente em que consumidores podem escolher livremente seu fornecedor de energia, porém no Brasil está limitado aos grandes consumidores. Com o aumento do interesse da sociedade sobre essa possibilidade de contratação, o governo vem sinalizando a expansão desse mercado. Este trabalho analisa a evolução histórica da abertura do mercado de energia elétrica no Brasil, seu funcionamento, características e cenário atual, para avaliar seus benefícios e riscos envolvidos. Dessa forma, são sugeridos possíveis aprimoramentos, em termos de mecanismos de mercado, para que a expansão do mercado livre ocorra de forma sustentável, a fim de tornar o setor elétrico brasileiro mais eficiente.

Palavras-chave: mercados de energia elétrica, setor elétrico brasileiro, ambiente de contratação livre.

ABSTRACT

The retail electricity market exists when end-use customers can choose their supplier from competing electricity retailers, but in Brazil this market is restricted to large energy consumers. The society interests on this market have increased, so the government intends to expand the brazilian electricity market. This paper analyses the historical evolution of Brazilian liberalization process, how the liberalized market works, its singularities and current state. In that way, improvements were suggested so that the expansion process of the retail electricity market happens in a sustainable way, in order to make the brazilian electricity sector more efficient

Keywords: electricity markets, electricity sector in Brazil, retail electricity market competition.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	9
2. Evolução histórica do setor elétrico brasileiro e características da eletricidade	10
2.1 Histórico de abertura do setor elétrico brasileiro.....	10
3. O mercado livre de energia elétrica no Brasil	16
3.1 Cenário atual do setor elétrico brasileiro	24
4. Aprimoramentos para a expansão do mercado livre de energia.....	27
5. Conclusão	34
Referências Bibliográficas.....	36

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolução da capacidade instalada (MW) no Brasil

Gráfico 2. Estrutura de custos da tarifa de energia

Gráfico 3. Comparação entre os preços do ACR e do ACL, em R\$/MWh para o ano de 2016

Gráfico 4. Duração dos contratos CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL

Gráfico 5. Matriz elétrica brasileira

Gráfico 6. Histórico do PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste

Gráfico 7. Comparação entre PLD e o preço de energia convencional negociada no longo prazo no mercado livre

Gráfico 8. Histórico de preços das ações ELET6 entre 2010 e 2015

Gráfico 9. Evolução do número de consumidores especiais

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Interligado Nacional, suas linhas de transmissão e submercados

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação entre os modelos do setor elétrico brasileiro

Tabela 2. Consumo por ambiente de contratação e submercado

Tabela 3. Consumo dos autoprodutores, consumidores livres e consumidores especiais por ramo de atividade

1. Introdução

O consumo de energia é um dos indicadores mais associados ao desenvolvimento de uma economia, sendo a eletricidade a forma mais essencial de energia para todas as atividades econômicas da sociedade. Tal relação com o desenvolvimento econômico torna o setor elétrico um dos temas mais importantes do ponto de vista estratégico na agenda dos países, uma vez que é a base para todas as cadeias produtivas e de consumo.

Mudanças importantes na estrutura do setor elétrico têm ocorrido nas últimas décadas, em diferentes partes do mundo, quando os antigos mercados monopolistas de energia elétrica foram substituídos por mercados desregulados abertos à competição. O mercado competitivo é o elo mais novo e dinâmico da indústria de energia elétrica na medida em que por meio dele chegam inovações e custos menores para os consumidores de eletricidade.

O Brasil é uma potência mundial no segmento de energia elétrica, com uma expressiva capacidade instalada de geração baseada em uma matriz predominantemente limpa e uma rede de transmissão de dimensão continental. Porém, o mercado competitivo de energia brasileiro está restrito aos grandes consumidores de energia, por exigir uma carga de 3000 kW, um requisito alto quando comparado com países vizinhos. Além disso, sua participação é em torno de 25% da carga nacional, o que o torna pouco representativo quando comparado a outros mercados de eletricidade, como o europeu e o norte-americano.

Nesse contexto, é fundamental entender a dinâmica do Ambiente de Contratação Livre no Brasil, uma vez que seus agentes são responsáveis pela infraestrutura necessária para o crescimento da economia nacional. É importante para a competitividade brasileira, em um mundo cada vez mais globalizado, expandir e aperfeiçoar este mercado, que movimenta atualmente R\$ 64 bilhões por ano¹, de acordo com dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O objetivo deste trabalho é avaliar se a livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores é uma alternativa benéfica ao mercado brasileiro, destacando aspectos que devem ser aperfeiçoados no setor elétrico, a fim de facilitar a transição para um mercado mais competitivo e eficiente. Serão apontados, também, os principais benefícios alcançados e as principais dificuldades enfrentadas pelos agentes no Ambiente de Contratação Livre (ACL), discutindo medidas para incentivar o desenvolvimento deste ambiente para os próximos anos.

Para tanto, este trabalho está estruturado em cinco seções, além desta introdução. No primeiro capítulo será apresentada a evolução do setor elétrico brasileiro, com

¹ Considerando um preço médio de 150 R\$/MWh

ênfase nas reformas de abertura da década de 1990 e a consolidação do modelo setorial vigente nos dias atuais. No capítulo seguinte, serão analisadas as características principais do mercado brasileiro de eletricidade, retratando seu funcionamento, formação de preços, benefícios e riscos envolvidos. No último capítulo, serão discutidos os possíveis aperfeiçoamentos para que a expansão do mercado de energia no Brasil ocorra de forma sustentável. Por fim, são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2. Evolução histórica do setor elétrico brasileiro e características da eletricidade

A eletricidade é a principal base em que se sustenta o desenvolvimento da sociedade moderna e se tornou ao longo dos séculos um bem público indispensável ao crescimento econômico dos países. Segundo Tolmasquim (2012), um dos fundamentos da sustentabilidade econômica de um país é a sua capacidade de prover logística e energia para o desenvolvimento de sua produção, com segurança e em condições competitivas e ambientalmente sustentáveis.

De acordo com Lee (2004), a eletricidade possui características peculiares, que a distingue das demais mercadorias, uma vez que desempenha um papel crítico na manutenção das atividades diárias relacionadas ao bem-estar da população. A energia elétrica consiste em uma *commodity*, e, portanto, é possível separar o produto do seu transporte. Porém, de acordo com Mayo (2012), a comercialização nos mercados de eletricidade é distinta das outras *commodities*, visto a natureza do insumo que não pode ser estocado e cuja disponibilidade deve ser instantânea e absoluta. Além disso, ainda há a impossibilidade de acrescentar rapidamente nova capacidade ao sistema.

A eletricidade geralmente tem baixo preço, alto valor para o consumidor e não tem substitutos no curto prazo, segundo Mayo (2012). Essas características, combinadas com a pouca elasticidade-preço da demanda dos consumidores no curto prazo, resulta em altos preços marginais quando houver escassez de eletricidade no mercado. Portanto, a energia elétrica é um produto que tem características técnicas, econômicas e sociais peculiares que devem ser consideradas na sua comercialização. Além disso, é um setor que teve seu modelo de regulamentação definido recentemente e está em constante processo de aprimoramento. Neste capítulo será apresentada justamente a evolução histórica do setor elétrico e suas reformas, que levaram ao desenvolvimento do modelo setorial como conhecemos atualmente.

2.1 Histórico de abertura do setor elétrico brasileiro

O primeiro marco de organização e regulamentação do setor elétrico brasileiro foi o Código de Águas, instituído pelo Decreto nº 24.643 de 1934, durante o governo de Getúlio Vargas, que atribuiu ao poder público a possibilidade de controlar as concessionárias de energia elétrica, formalizando, assim, o início da intervenção estatal

no setor. Além da dominância regulatória, o Estado também assume protagonismo como empreendedor.

Esse modelo funcionou relativamente bem até o final da década de 1980, quando o país passou a enfrentar uma série crise política e econômica, face ao agravamento do processo inflacionário e à crise da dívida. O setor elétrico foi sistematicamente usado pelo governo para conter os níveis de inflação, com reajustes tarifários contidos, o que levou à redução da rentabilidade das concessionárias e conseqüentemente, ao endividamento massivo dessas empresas (Correia et al, 2006). Ao mesmo tempo, a capacidade de financiamento da indústria elétrica com o capital estatal, que era baseada essencialmente em captação externa e impostos setoriais, se esgotou durante a década de 1980. Essa redução dos recursos para investimentos no setor ocorreu em função da crise econômica mundial, que elevou a taxa de juros e reduziu os fluxos internacionais de crédito (Pinto e Almeida, 2007). Tornou-se crescente a percepção de que a contribuição do governo como provedor e operador dos serviços de infraestrutura estava sendo insuficiente.

Para reestabelecer condições necessárias para atrair investimentos no setor e evitar uma provável crise de desabastecimento, o governo Itamar Franco promulgou a Lei nº 8.631 de 1993 (Lei Elizeu Resende), que é considerada o início do novo marco regulatório do setor elétrico. Até então, a equalização tarifária entre as regiões vigorava desde 1974 no país e as tarifas eram calculadas com base no regime do custo de serviço, o que permitia o repasse dos custos das concessionárias para os consumidores e garantia sua remuneração sobre a base de ativos, sem contrapartida de eficiência operacional e econômica. A Lei Elizeu Resende pôs fim a essas práticas e também promoveu o saneamento das dívidas das concessionárias estatais com a União, na ordem de US\$ 26 bilhões em valor nominal, segundo o Relatório Aneel 10 anos (2008). Esse montante, que na época era equivalente a quase 25% do endividamento do país, foi custeado pelo Tesouro Nacional e evidenciou a exaustão do modelo centralizador no setor elétrico.

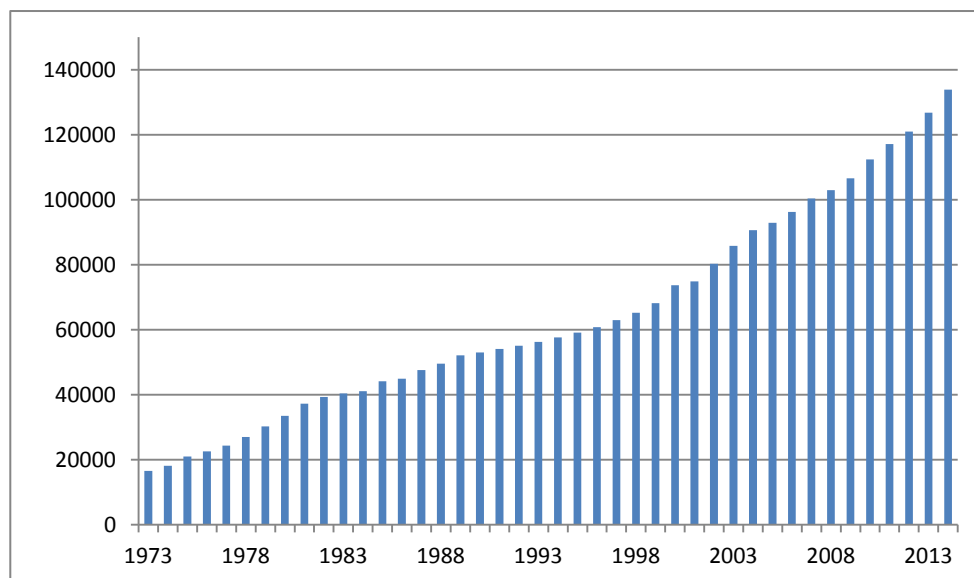
O Plano Real de 1994 reduziu drasticamente a inflação, mudando a conjuntura econômica nacional. Apesar da situação mais favorável, o governo federal passou a estudar medidas para atrair investimentos privados, acompanhando o contexto global marcado pela liberalização. Joskow (1996) observa que durante a década de 1990 vários países desenvolvidos e em desenvolvimento promoveram reestruturações buscando melhorar o desempenho dos setores de infraestrutura.

Os empréstimos concedidos no início da década de 1990 pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) aos países em desenvolvimento, como política definida pelo Consenso de Washington para promover o ajuste macroeconômico desses países, foram condicionados a reformas institucionais que reduzissem os gastos do governo. Por meio do Decreto nº 1.503 de 1995, as empresas do Grupo Eletrobras entraram no Programa Nacional de Desestatização e, assim, o governo brasileiro iniciou o processo de privatizações no setor elétrico.

Desse modo, percebe-se que o início das privatizações no setor elétrico aconteceu antes do estabelecimento do arcabouço regulatório para o setor. Apenas com a Lei nº 9.427 de 1996 a entidade reguladora do setor, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), foi criada e a mesma lei estipulou a forma concorrencial, denominada leilão, para licitação da exploração dos potenciais hidráulicos. A Aneel tem definida como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”, segundo o Relatório Aneel 10 anos (2008).

Em 1995, foi promulgada a Lei nº 8.987 (Lei das Concessões), que regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal de 1988. É importante notar que esse artigo determinava que todas as concessões de serviços públicos passassem a ser licitadas, mas por falta de regulamentação, a ampliação da geração estava estagnada desde então. Essa situação pressionou o lado da oferta de energia, como é possível observar pela evolução da capacidade instalada nacional representada no gráfico 1. Segundo dados do Balanço Energético Nacional, entre 1990 e 1995, anos imediatamente anteriores à reformulação do setor elétrico, a capacidade instalada cresceu em média 2% ao ano. Enquanto isso, entre 1970 e 1996 o nível de urbanização do país aumentou substancialmente, refletindo no crescimento do consumo de energia elétrica, a uma taxa média de 8% ao ano, e no aumento do consumo per capita, que passou de 411,6 kWh para 1 723,4 kWh, segundo dados da Duke Energy.

Gráfico 1. Evolução da capacidade instalada (MW) no Brasil



Fonte: Balanço Energético Nacional, 2015. Elaboração própria.

Ainda em 1995, foi promulgada a Lei nº 9.074, que criou a figura do Produtor Independente de energia e do Consumidor Livre, e, portanto, estabeleceu os direitos de livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão e deu origem ao mercado competitivo de energia elétrica. De acordo com o art. 15º e 16º da referida norma legal, consumidores livres são aqueles que possuem carga superior a 3 MW e tensão acima de

69 kV, se conectados antes de 08/07/1995, ou qualquer tensão, se conectados após essa data e podem escolher outro fornecedor de energia que não o detentor da concessão de serviço público de distribuição. O mesmo artigo definia um cronograma gradual para a abertura de mercado e redução das barreiras de migração, sendo que inicialmente apenas consumidores com carga superior a 10MW tinham a opção de compra com qualquer fornecedor de energia elétrica. Após cinco anos da promulgação da lei, o requisito mínimo de carga seria 3MW, e após oito anos o poder concedente poderia reduzir ainda mais os requisitos estabelecidos.

Isso marcou a criação de um novo modelo institucional para o setor elétrico, que foi resultado da revisão setorial proposta pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), que ocorreu entre 1996 e 1998. Segundo Araújo (2001), o projeto concluiu que era necessária a modernização do setor, através da introdução da concorrência e de uma estrutura de mercado. Esse novo paradigma visava a privatização das empresas estatais e a desverticalização do setor, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O objetivo era incentivar a competição na geração e comercialização, e manter sob intermédio do Estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais. É importante notar que no final da década de 1990, aproximadamente 80% das distribuidoras tinham sido privatizadas, enquanto na geração este número era da ordem de 25% da capacidade então instalada (Prado e Silva, 2012), evidenciando um desenho de mercado diferente daquele que foi planejado.

O RE-SEB também qualificou a importância de um operador independente do sistema elétrico (o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, criado em 1998), a criação do órgão regulador (a Aneel, criada em 1996) e a criação de um ambiente para a realização de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, criado também em 1998). Esse novo modelo propunha a geração competitiva, com o valor da energia definido pelo mercado, a transmissão independente e de livre acesso, a comercialização livre e a expansão da oferta como responsabilidade dos agentes.

Quando o marco institucional do setor elétrico estava em fase de conclusão, a âncora cambial do Plano Real foi abandonada em 1999, levando a uma forte desvalorização da moeda nacional e, conseqüentemente, a perdas significativas por parte das distribuidoras, em razão do alto nível de endividamento em moeda estrangeira. O ambiente macroeconômico desfavorável levou à estagnação das privatizações devido à perda de interesse por parte dos investidores. Por si só, o setor de infraestrutura, como é o caso do setor elétrico, possui investimentos com características específicas, já que são intensivos em capital, têm longos prazos de maturação, e ainda, significativos custos irrecuperáveis (*sunk costs*), de acordo com Joskow (1986). Além disso, grandes usinas hidrelétricas geram potenciais conflitos pelo uso da água, o que aumenta os riscos do investimento (Araújo, 2001). Segundo Pires et al (2002), os investimentos privados no setor elétrico foram desestimulados nessa época devido às falhas de implementação, à incerteza regulatória e falta de coordenação durante todo o processo de privatização.

De acordo com Araújo (2001), o suprimento de eletricidade entrou num estado de escassez crônica, resultado do subinvestimento no setor desde os anos oitenta, isso porque desde a década de 1980, a capacidade instalada cresceu sistematicamente menos do que a demanda por energia elétrica. A situação foi agravada por alguns anos de precipitação pluvial abaixo da média, e em 2001 os cálculos do ONS indicaram a necessidade de uma redução imediata de 20% no consumo de eletricidade para prevenir o completo esvaziamento dos reservatórios de água. O racionamento foi declarado e teve fim apenas em 2002, durante o final do segundo mandato do governo de Fernando Henrique Cardoso, o que evidenciou problemas gerais na modelagem do setor desenvolvida pelo projeto RE-SEB e praticamente encerrou sua continuidade com a troca de governo no ano seguinte. A Comissão de Investigação (Kelman, 2001) estudou as causas do racionamento e concluiu que este ocorreu pela combinação de três fatores: (i) dois anos subsequentes desfavoráveis hidrológicamente; (ii) falta de investimentos e atrasos em obras de geração; e, (iii) falta de coordenação e ausência de regulamentos a respeito da responsabilidade das entidades para a gestão do risco de desabastecimento do setor.

O racionamento de energia elétrica teve grandes consequências econômicas e políticas, e levou a uma nova reforma institucional do setor elétrico brasileiro antes mesmo que a transição para o modelo de mercados competitivos tivesse sido concluída. Com a eleição do presidente Lula em 2003, foram iniciadas as discussões para redefinir o modelo do setor. A postura pró mercado foi redirecionada, então, para um modelo com bases mais firmes em regulação e intervenção estatal. Essas transformações marcaram a retomada da responsabilidade do planejamento integrado do setor elétrico pelo Estado. Vale notar que em 1999, por meio da Audiência Pública nº 010, a Aneel propôs um cronograma de abertura de mercado, no qual, a partir de 2003, consumidores com demanda contratada maior ou igual a 50kW poderiam optar livremente pela compra de energia. A proposta ainda estipulava que a partir de janeiro de 2005 todos os consumidores poderiam optar pelo mercado livre de energia. A proposta de abertura da Aneel não chegou a ser implementada uma vez que, com o novo modelo do setor elétrico a partir de 2004, o poder concedente foi transferido à União.

O então chamado Novo Modelo foi introduzido em 2004, com a promulgação das Leis nº 10.847 e nº 10.848. Os principais objetivos almejados pelo modelo eram a segurança do suprimento de energia elétrica, a universalização do acesso e a modicidade tarifária. Para cumpri-los foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor, e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pelo acompanhamento das condições de oferta e demanda do sistema. O MAE, que enfrentou escândalos de corrupção, teve suas atividades substituídas pela CCEE, instituição criada em 2004 com a mesma função de contabilização e liquidação financeira do mercado de energia, porém com uma estrutura de governança mais robusta.

O critério de leilão de novos empreendimentos foi alterado, no qual o vencedor passou a ser o investidor que oferece o preço mais baixo para a energia, em detrimento

da regra anterior, na qual vencia quem propusesse o maior valor pela outorga (uso do bem público). As distribuidoras passaram a ter a obrigatoriedade de contratar 100% das suas necessidades energéticas, com cinco anos de antecedência.

Entre os pilares do Novo Modelo estava a criação de dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, as distribuidoras adquirem todo o montante de energia necessário para atender sua área de concessão através de leilões regulados promovidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e têm sua tarifa definidas e reguladas pela Aneel. O preço pago pela energia no leilão é, portanto, a base para o repasse dos custos para tarifas reguladas dos consumidores cativos.

Já no ACL, os agentes têm autonomia para negociar livremente a compra e venda de energia e suas condições contratuais. Os consumidores que atuam no ACL são aqueles estabelecidos pela Lei nº 9.074/1995, chamados consumidores livres que têm demanda contratada maior ou igual a 3MW e também os consumidores especiais, o que os torna consumidores basicamente de perfil industrial. O artigo 4º da Lei 9.648 de 1998 criou a figura do consumidor especial, definindo-os como consumidores com demanda maior que 500kW que compram energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Posteriormente, a Lei nº 10.438 de 2002 tornou as possibilidades de fornecimento dos consumidores especiais mais abrangentes, incluindo as fontes eólica, solar e biomassa. Por fim, a Lei nº 10.762 de 2003, estabeleceu a redação final e incluiu a cogeração qualificada nas opções de compra dos consumidores especiais e determinou o desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição (Tusd) e na Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (Tust) para as fontes incentivadas. Contudo, a regulamentação dos consumidores especiais só aconteceu em 2006, através da Resolução Normativa nº 247 da Aneel.

Atualmente, o setor elétrico brasileiro ainda segue as mesmas bases institucionais definidas no Novo Modelo. As principais diferenças entre os modelos apresentadas neste capítulo estão resumidas na tabela 1 abaixo.

Tabela 1. Comparação entre os modelos do setor elétrico brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (entre 1995 e 2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação

Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Competição inexistente (monopólio)	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres, Cativos e Especiais
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	ACL: Preços livremente negociados na geração e comercialização ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento determinativo (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS)	Planejamento indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento centralizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Onde Atuamos, Setor Elétrico, site da CCEE. Elaboração própria.

A partir do histórico apresentado, é possível concluir que a criação do mercado livre de energia no Brasil se confunde com a história de abertura econômica do Brasil vivida durante a década de 1990. Contudo, o governo não logrou sucesso em implementar um ambiente regulatório adequado para o mercado livre, o que conjuntamente com a falta de coordenação centralizada de investimentos, levou a uma carência de oferta de energia. Tudo isso levou à perda de confiabilidade no modelo de livre mercado, o que fez com que a nova reforma do setor elétrico em 2004, limitasse a competição a apenas um ambiente de contratação, o ACL. Isso criou um modelo híbrido, simultaneamente estatal e liberal, inédito no mundo, e o funcionamento desse modelo será apresentado no próximo capítulo.

3. O mercado livre de energia elétrica no Brasil

O setor elétrico do Brasil possui características que o tornam único no mundo, e por causa da sua dimensão continental, foram organizados quatro submercados regionais que operam interligados por extensas linhas de transmissão e que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), ilustrado na figura 1. A função desse sistema é conectar as usinas geradoras aos centros de carga, permitindo então que diferentes regiões permutem energia entre si. De acordo com o ONS, apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Por conta dessa interligação, os consumidores livres podem comprar energia dos 1341 geradores e 189 comercializadores (CCEE, 2016) distribuídos em todo o SIN. As comercializadoras são agentes do setor elétrico que, sem deter ativos de geração, podem

intermediar negócios com energia. O agente comercializador proporciona liquidez ao mercado e atua como facilitador entre as partes envolvidas na operação, e, portanto, a comercialização de energia é um aspecto integral do mercado competitivo de energia elétrica.

Figura 1: Sistema Interligado Nacional, suas linhas de transmissão e submercados



Fonte: Conheça o sistema, Mapas do SIN, Integração Eletroenergética, Site do ONS, 2016.

Embora a quantidade de consumidores no ACL seja insignificante (4062 livres em 80 milhões de consumidores cativos², ou 0,005%), seu consumo mensal é de aproximadamente 16 335 MW médios (segundo dados do Infomercado CCEE), o que corresponde a 27% da carga nacional. Apesar disso de representar cerca de um terço do consumo, mais da metade (56%) de todos os contratos de energia são negociados no mercado livre, isso acontece em função do índice de rotatividade. O índice de rotatividade, também chamado de liquidez de mercado, é a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido no ACL e é um bom indicador do nível de desenvolvimento dos mercados de energia elétrica. A liquidez do ACL no Brasil atualmente é de 3,14, ou seja, uma mesma quantidade de energia foi comercializada 3,14 vezes (InfoMercado CCEE).

Conforme a tabela abaixo, percebemos que apenas o submercado sudeste/centro-oeste representa 63% do consumo de todo o ACL, grande parte em função da alta concentração industrial da região sudeste.

Tabela 2. Consumo por ambiente de contratação e submercado

² Dados da EPE para outubro de 2016

Submercado	Consumo (MW médio) Participação (%)	ACR	ACL	Total
SE/CO	Consumo	25 195,153	10 305,445	35 500,598
	Participação	71%	29%	100%
S	Consumo	7 351,818	2 524,060	9 875,878
	Participação	74%	26%	100%
NE	Consumo	7 939,000	1 923,828	9 862,829
	Participação	80%	20%	100%
N	Consumo	3 697,902	1 581,632	5 279,535
	Participação	70%	30%	100%

Fonte: InfoMercado CCEE, setembro 2016. Elaboração própria.

O setor industrial registra 70% do seu consumo no mercado livre, de acordo com os dados da EPE. É possível observar pela tabela abaixo que existe uma concentração desse consumo em atividades eletrointensivas. Apenas três ramos de atividade, são eles metalurgia e produtos de metal, químicos e minerais não metálicos, representam mais da metade do consumo do ACL.

Tabela 3. Consumo dos autoprodutores, consumidores livres e consumidores especiais por ramo de atividade

Ramo de atividade	Representatividade
Metalurgia e produtos de metal	29,14%
Químicos	11,78%
Minerais não metálicos	10,56%
Madeira, papel e celulose	6,89%
Manufaturados diversos	6,89%
Alimentícios	7,26%
Extração de minerais não metálicos	8,40%
Serviços	4,95%
Veículos	3,82%
Têxteis	3,46%
Comércio	2,80%
Transporte	1,23%
Bebidas	1,11%
Saneamento	0,93%
Telecomunicações	0,81

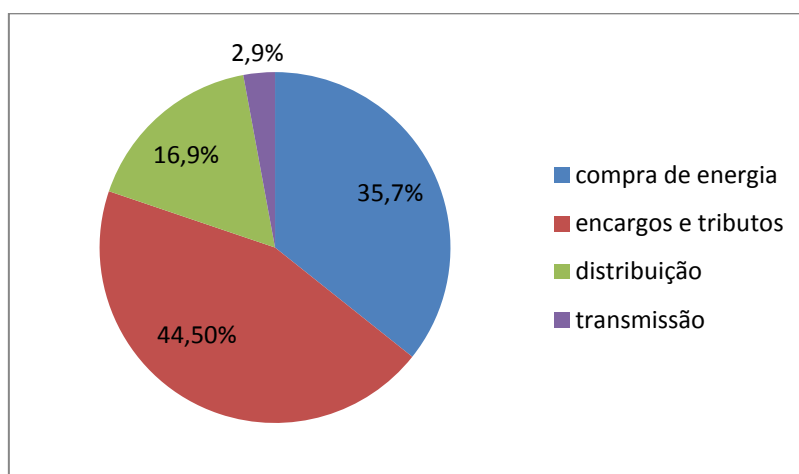
Fonte: InfoMercado CCEE, setembro 2016. Elaboração própria.

A ideia de um ambiente competitivo no setor elétrico vem da possibilidade de separação entre o produto, que é a energia elétrica em si, do serviço, que é o seu transporte. Essa separação, denominada abertura tarifária, já está presente nas tarifas de energia elétrica no Brasil desde 2002, de acordo com o Decreto nº 4.562. Segundo De Oliveira (2014), as tarifas elétricas brasileiras resultam de cinco componentes: (i) o preço da energia contratada nos geradores; (ii) a tarifa de transmissão (TUST), que remunera os ativos destinados a levar a energia das centrais geradoras até as centrais de

distribuição; (iii) a tarifa de distribuição (Parcela B) que remunera as distribuidoras por seu serviço de entregar a energia aos consumidores conectados à sua rede; (iv) os encargos, que cobrem custos operacionais da máquina elétrica e garantem recursos para atender a políticas governamentais; (v) os impostos e tributos (municipais, estaduais e federais) incidentes sobre essas parcelas.

Quando o consumidor efetiva sua migração para o ACL, os custos referentes ao serviço de distribuição permanecem os mesmos, já que a distribuidora continua responsável pela entrega de energia. Sendo assim, os riscos de desabastecimento e os padrões de qualidade no fornecimento da energia elétrica são os mesmos percebidos no ACR. Portanto, a diferença na fatura do consumidor cativo e livre está na compra da energia, que, em 2015, compôs 35,7% do valor final da energia elétrica no Brasil, segundo dados do Instituto Abradee.

Gráfico 2. Estrutura de custos da tarifa de energia

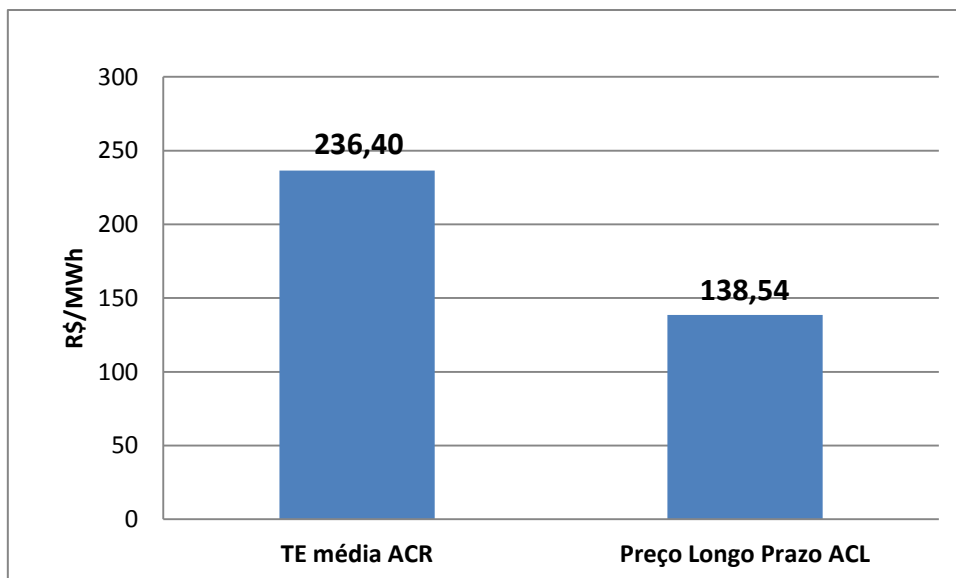


Fonte: Instituto Abradee, 2016. Elaboração própria.

A diferença do preço da energia do ACR e do ACL é obtida ao comparar o valor da Tarifa de Energia (TE) da distribuidora local, definida anualmente através dos reajustes tarifários da Aneel, com o preço da energia negociada no mercado livre, obtida através de plataformas de mercado. Logo, comparando o valor médio da Tarifa de Energia das 29 maiores distribuidoras do Brasil³ com o preço médio da energia convencional negociada a longo prazo no mercado livre, vemos pelo gráfico 3, que a economia obtida na compra de energia pelo mercado livre, é em média 41,4%.

Gráfico 3. Comparação entre os preços do ACR e do ACL, em R\$/MWh para o ano de 2016

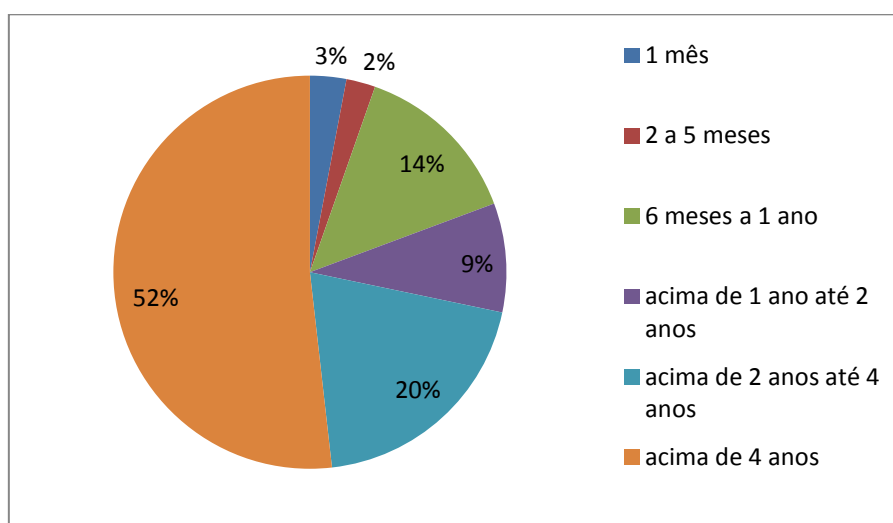
³ CEMIG, CEMAR, ETO, EMS, CERON, EMT, CEPISA, Elektro, RGE, Bandeirante, CEEE-D, CELG, COELCE, AES-Sul, COELBA, CELPE, COPEL, Eletropaulo, CEB-DIS, AME, COSERN, CPFL, EPB, Escelsa e CEAL.



Fonte: Aneel e Dcide. Elaboração própria.

No ACL, a negociação das condições contratuais entre as partes ocorre de forma livre e as transações são formalizadas por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL), que devem ser registrados na CCEE. A maioria dos contratos firmados no ACL é considerada de longo prazo, com duração acima de 4 anos, conforme representado no gráfico 4. Porém, quando comparado com o ACR, os prazos dos contratos do mercado livre são consideravelmente mais curtos, já que os prazos dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) podem chegar a 30 anos em leilões de energia nova para fontes convencionais.

Gráfico 4. Duração dos contratos CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL

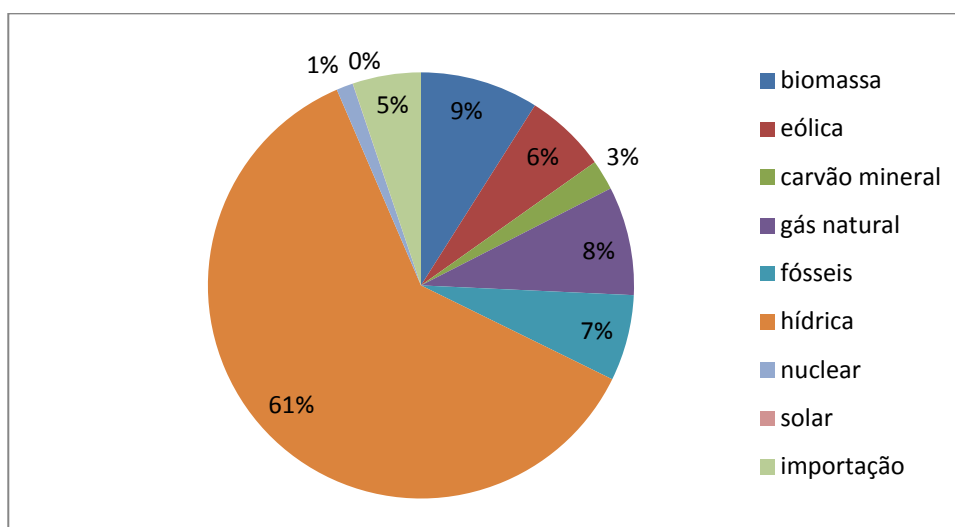


Fonte: InfoMercado CCEE, setembro 2016. Elaboração própria.

É importante notar que a operação do sistema não possui relação com os contratos de energia firmados entre os agentes. A eletricidade que flui na rede é regida pelas leis da física, e segue pelos caminhos de menor resistência e por isso é impossível que o ONS consiga direcionar os fluxos de energia elétrica. Logo a energia efetivamente entregue ao agente consumidor não será obrigatoriamente a energia do agente vendedor (Mayo, 2012). De forma simplificada, a operação acontece no mundo físico, enquanto a contratação está num ambiente financeiro. A garantia do fornecimento dos consumidores no mercado livre é obtida mediante o registro de seus contratos na CCEE, ou seja, com o contrato registrado o direito do comprador de receber a energia está assegurado, mesmo que o vendedor, por qualquer razão, não disponibilize a energia no sistema elétrico.

Considerando que 61% da matriz elétrica brasileira são fontes hídricas, conforme o gráfico 5 abaixo, a operação de sistemas com uma grande participação de fontes intermitentes é complexa. Toda decisão do ONS envolve aspectos como a incerteza das vazões futuras e a otimização do uso dos reservatórios. Segundo a CCEE, a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de geração. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros em função da volatilidade dos regimes hidrológicos. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica, e portanto, aumentando dos custos de operação.

Gráfico 5. Matriz elétrica brasileira



Fonte: Banco de Informações de Geração, Aneel. Elaboração própria.

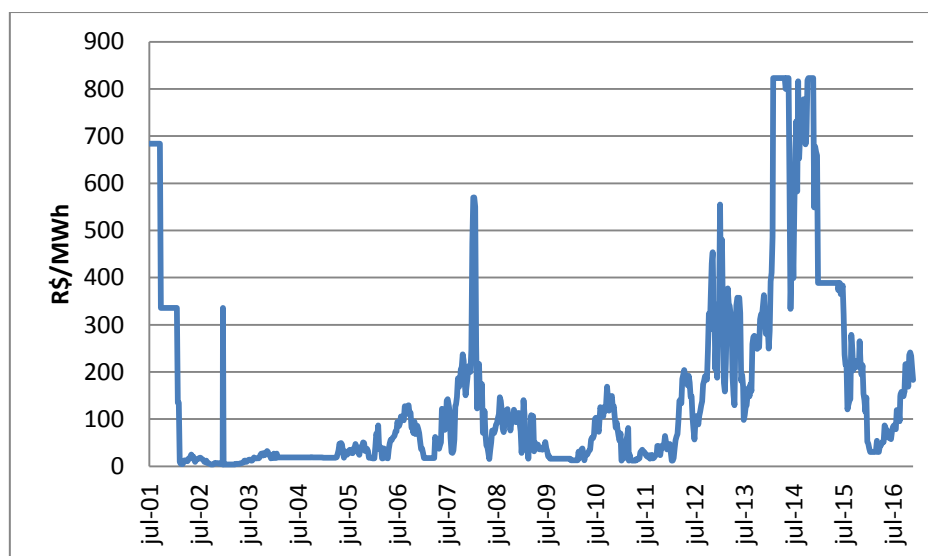
Com base nas condições de armazenamento dos reservatórios, na previsão de demanda de energia, nas previsões das vazões hidrológicas, nos preços de combustíveis das usinas térmicas, no custo de déficit e na expansão da geração e transmissão, os

modelos computacionais utilizados pelo ONS⁴ obtêm a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento (Mayo, 2012). O despacho das usinas feito centralizadamente pelo ONS, chamado de despacho por ordem de mérito, considera o custo de geração de cada usina, que, por conseguinte, são ordenadas pelo menor custo (Leite et al, 2013). Dessa forma, o ONS obtém o Custo Marginal de Operação (CMO), definido como o custo de atender uma unidade adicional de carga à última unidade consumida pelo mercado, e normalmente possui o custo da última térmica despachada.

O CMO serve de base para a formação do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo, também chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é um valor determinado semanalmente, para cada patamar de carga e para cada submercado, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes. Pelo modelo vigente, todos os agentes de consumo, tanto no ACR quanto no ACL, devem garantir contratos para cobertura da totalidade de sua demanda, e a CCEE realiza essa verificação *ex-post*. As diferenças apuradas entre contratos e consumo, positivas ou negativas, são contabilizadas e valoradas ao PLD no mercado de curto prazo. Portanto, os preços praticados no mercado de curto prazo brasileiro não decorrem diretamente da relação entre oferta e demanda e sim do cálculo de modelos matemáticos.

O preço de curto prazo muitas vezes é submetido a uma pronunciada volatilidade em função da impossibilidade de estocagem do produto, característica intrínseca da eletricidade. Combinado com a inflexibilidade da geração para prover rapidamente capacidade, a falta de resposta por parte da demanda e a forte dependência da hidrologia e pluviometria, o PLD é um preço volátil, como é possível observar no gráfico 6. Isso dificulta a previsão de preços futuros pelos agentes de mercado.

Gráfico 6. Histórico do PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste

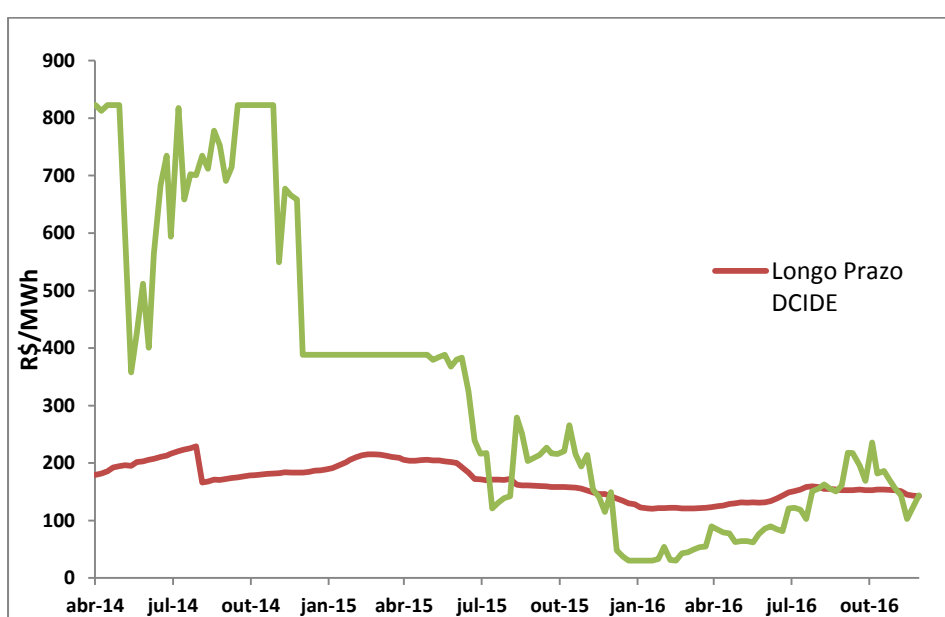


⁴ O ONS dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização da operação em três etapas: o médio prazo (modelo NEWAVE), curto prazo (modelo DECOMP) e programação diária (modelo DESSEM).

Fonte: Histórico de preços, CCEE. Elaboração própria.

É importante notar que, apesar de ser referência para as negociações de curto prazo, o PLD não é o preço praticado no mercado livre e não interfere nos valores pagos pela energia previamente contratada. O preço do ACL é negociado livremente e reflete expectativas dos agentes para os preços futuros no momento de firmar o contrato, enquanto o PLD, também chamado de preço *spot*, reflete o custo operacional do despacho para atender a demanda do sistema elétrico. No gráfico 7, é possível observar como o preço de longo prazo do mercado livre é pouco sensível a alterações de curto prazo e variações do PLD.

Gráfico 7. Comparação entre PLD e o preço de energia convencional negociada no longo prazo no mercado livre



Fonte: CCEE e DCIDE. Elaboração própria.

Portanto, ao migrar para o mercado livre, o consumidor exerce maior poder de escolha na contratação de energia, já que pode negociar com maior flexibilidade adequando prazos, volumes, sazonalidade, fonte de geração, forma de reajuste, entre outros aspectos, às suas condições específicas (Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica, FIESP). Uma vez firmado o contrato, o consumidor consegue prever os custos com energia elétrica para todo o período contratado, o que oferece segurança em relação à variação de preços. Isso é especialmente vantajoso para consumidores de grande porte que precisam ter previsibilidade e estabilidade de custos. É importante notar que consumidores livres e especiais são independentes das bandeiras tarifárias, uma vez que o mercado livre já possui sinalização de preços conforme o aumento do custo da geração, através do CMO.

Segundo Silva (2016), para o consumidor de energia as principais vantagens do ACL são as possibilidades de: negociação do preço, negociação da compra com flexibilidade de ajustes, aquisição de um produto adequado às suas necessidades (prazos

e sazonalidade, por exemplo), escolha entre vários tipos de contrato oferecidos pelos vendedores e contratação de outros serviços paralelos (como estudos de racionalização do consumo e assessoria nos contratos com empresas de transmissão e distribuição).

Contudo, o mercado livre também possui riscos envolvidos. O consumidor deve ter a capacidade de prever seu consumo de energia, já que uma previsão inadequada pode deixá-lo sub ou sobrecontratado e, portanto, exposto ao PLD. Mesmo com uma boa gestão, existe ainda a imprevisibilidade do mercado no momento da renovação dos contratos. Além disso, requer conhecimentos técnicos e acompanhamento regulatório constante, uma vez que a intervenção estatal no setor elétrico é alta. Um grande exemplo de instabilidade regulatória gerada por intervenção governamental foi a Medida Provisória (MP) 579 de 2012. Na próxima seção será apresentado como a MP desencadeou uma série de mudanças que levaram o setor elétrico ao seu estágio atual.

3.1 Cenário atual do setor elétrico brasileiro

Como exposto no primeiro capítulo, o setor elétrico brasileiro segue as bases institucionais definidas pelo marco regulatório de 2004, tendo passado desde então por algumas mudanças pontuais. Entre elas, é importante destacar a MP 579 de 2012 que foi convertida, posteriormente na Lei nº 12.783 de 2013 e introduziu alterações no marco regulatório. O objetivo principal da medida era reduzir a tarifa de energia em 20% em média para os consumidores. Isso seria resultado de três ações: (i) a desoneração de alguns dos encargos setoriais; (ii) a antecipação da prorrogação de concessões que venceriam entre 2015 e 2017 e que representavam, segundo o Relatório do Tribunal de Contas da União, 20% de todo o parque gerador, 67% do sistema de transmissão e 35% da distribuição; e (iii) o aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético (Costellini e Hollanda. 2014).

Cabe lembrar que entre 2012 e 2014 iriam expirar mais de 17 GW médios de contratos de energia firmados no primeiro leilão de energia existente, realizado em 2004 (Sales, 2016). Para direcionar parte da energia produzida pelas usinas hidrelétricas que tiveram seus contratos de concessão prorrogados, o governo propôs um regime de cotas às usinas, em que a totalidade da energia gerada foi destinada às distribuidoras. Segundo Oliveira (2012), a MP 579 diminuiu a competitividade do mercado livre, na medida em que determinou que essa energia resultante da renovação das concessões, cujo custo é mais baixo devido à amortização dos investimentos já ter ocorrido, deveria destinar-se apenas ao ACR.

Como a contratação de energia das distribuidoras seria complementada via cotas, o MME decidiu cancelar o leilão de energia existente planejado para dezembro de 2012. Porém, grande parte das concessionárias de geração não aderiu à proposta de cotas do governo, uma vez que o valor a ser recebido pela indenização dos ativos não era conhecido e não houve antecedência suficiente para análise, gerando insegurança para o investidor. Ou seja, o montante de energia prevista para ser alocado às cotas não foi

alcançado e com isso as distribuidoras não dispunham de contratos suficientes para atender seus mercados no ano seguinte. A situação piorou nos anos seguintes, quando o governo impôs preços-tetos muito baixos nos leilões A-1 e A-0 de 2013 e 2014, o que gerou falta de interesse por parte dos geradores.

As distribuidoras ficaram involuntariamente descontratadas e tiveram que recorrer ao mercado de curto prazo para atender sua demanda prevista (Sales, 2016). Por causa do baixo regime de chuvas vivenciado entre 2013 e 2014 o Custo Marginal de Operação (CMO) foi elevado por causa do aumento da geração termelétrica despachada por ordem de mérito. Como consequência, houve aumento do preço praticado no mercado de curto prazo, o PLD. Assim, as distribuidoras passaram por sérios problemas financeiros por serem obrigadas a comprar sua energia faltante no mercado de curto prazo num período em que PLD estava em alta. No gráfico 8, é possível visualizar esse efeito financeiro, em que a Eletrobras perdeu 75% do seu valor de mercado entre fevereiro e novembro de 2012, segundo dados da BM&FBovespa.

Gráfico 8. Histórico de preços das ações ELET6 entre 2010 e 2015



Fonte: BM&FBovespa. Elaboração própria.

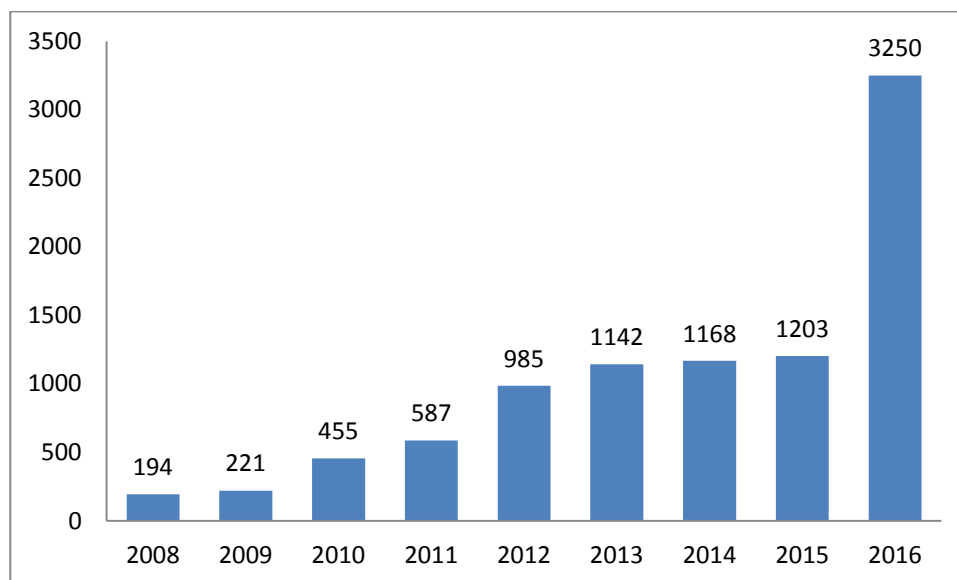
Como o consumidor cativo não estava recebendo a sinalização de preço adequada, já que as tarifas tinham sido reduzidas com a MP 579 e o custo de geração estava muito alto por conta do intenso despacho de termelétricas, o que é considerado um represamento tarifário, logo no início de 2015 a Aneel definiu a revisão tarifária extraordinária para distribuidoras em todo país. Na mesma época, as contas de energia passaram a incluir o sistema de bandeiras tarifárias, que sinaliza elevação dos preços em virtude do custo alto de geração. O aumento acumulado do preço energia elétrica nacional, calculado pelo IPCA, foi de 51% em 2015. Segundo o Relatório do TCU, para sustentar as mudanças advindas da MP 579, foram gastos em 2013 e 2014 R\$ 61

bilhões. Entretanto, a MP 579 conseguiu reduzir a estrutura tarifária em apenas R\$ 16,8 bilhões ao ano.

O aumento dos preços conciliado com a retração econômica, na ordem 3,8% do PIB em 2015 segundo o IBGE, foi determinante para a queda acentuada da demanda de energia. Como houve frustração da demanda projetada de energia, o cenário das distribuidoras se inverteu e em 2016 seus contratos de compra representaram 113,3% da carga, segundo a Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), o que as tornou, portanto, sobrecontratadas. Vale notar que o modelo permite que as distribuidoras repassem para as tarifas dos consumidores até 105% de sua demanda. O excedente é liquidado a PLD, o que pode gerar custos significativos para as distribuidoras.

O “realismo tarifário” desde 2015 tornou a diferença entre os preços do ACR e ACL maiores. Por causa disso, o mercado livre passa atualmente por um forte momento de migração, por ser uma alternativa de redução de custos para a indústria. Atualmente, estão registrados na CCEE 812 consumidores livres e 3250 consumidores especiais. Apenas em 2016, migraram 2236 novos agentes para o ACL, o que representa um número de migrações 24 vezes maior quando comparado com 2015. Entre 2015 e 2016, o número de consumidores livres cresceu 30% e o de consumidores especiais cresceu 270%, segundo dados da CCEE, como é possível notar pelo gráfico 9.

Gráfico 9. Evolução do número de consumidores especiais



Fonte: Quem participa, site da CCEE. Elaboração própria.

Ainda em 2016, a presidente Dilma Rousseff sofreu processo de *impeachment* e houve uma mudança da postura do governo no setor elétrico. É importante notar sua influência por mais de uma década no setor, já que Dilma foi Ministra de Minas e Energia entre 2003 e 2005 no governo Lula, portanto sua gestão foi a responsável por definir as bases e conduzir a mudança do marco regulatório em 2004. Michel Temer,

que assumiu o governo em agosto de 2016, conduziu uma nova equipe à frente do Ministério, da EPE, ONS e Eletrobras com um novo viés de mercado. Em novembro de 2016, Temer sancionou a Lei nº 13.360, resultado da conversão da MP 735, que entre outros objetivos, facilita a privatização das distribuidoras e permite a desestatização daquelas que foram federalizadas.

A mudança na condução do setor elétrico no sentido pró-mercado foi confirmada com a abertura da Consulta Pública (CP) nº 21 do MME para debater os desafios para a expansão do mercado livre de energia elétrica. Desde o marco legal da Lei nº 9.074 de 1995, já existia a previsão que o poder concedente poderia diminuir os limites de carga para expandir participação no mercado livre. Porém, desde então, foram poucas as iniciativas do governo para possibilitar o acesso de mais consumidores a esse mercado. A última consulta pública sobre a ampliação do mercado foi realizada há 18 anos, através da Audiência Pública nº 010/1999 da Aneel, e por isso a CP 21 é um marco no setor. Ela objetiva discutir as questões primordiais para que a expansão do mercado livre consiga promover benefícios para o setor elétrico e para a sociedade brasileira, o que é objetivo da discussão do próximo capítulo.

4. Aprimoramentos para a expansão do mercado livre de energia

Como as alterações recentes ocorridas na legislação do setor elétrico impactaram profundamente as tarifas de energia, a sociedade vem desenvolvendo uma postura mais crítica em relação às alternativas de fornecimento de eletricidade. Já que o mercado livre tem sido apontado como meio de reduzir os gastos dos consumidores, o interesse da sociedade em escolher o vendedor com o qual firmará contrato de fornecimento de energia aumentou consideravelmente, como apontado na Nota Técnica nº4/2016 do MME. Esse foi o motivador da abertura da consulta pública pelo MME sobre a expansão do mercado livre e também é o foco deste trabalho.

Além desta consulta pública do MME, alguns projetos de lei estão em tramitação no Congresso Nacional com o intuito de ampliar essa possibilidade para mais consumidores, como por exemplo, o Projeto de Lei do Senado nº 232 de 2016 e o Projeto de Lei nº 1.917 de 2015 da Câmara dos Deputados. Ainda nesse sentido, a Aneel aprovou em julho de 2016 a chamada para o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D Estratégico nº 20/2016, com o objetivo de aprimorar o ambiente de negócios do setor elétrico e discutir mudanças para o atual modelo do setor. Ou seja, há uma série de iniciativas em curso para desenvolver um setor elétrico que incorpore o papel mais ativo dos consumidores.

Entretanto, a sociedade em geral não tem clareza sobre o significado de poder escolher o fornecedor de energia elétrica, muitos sequer sabem que essa possibilidade existe. Os pequenos consumidores não têm a informação de que continuarão sendo atendidos pela distribuidora no transporte da energia elétrica, e que, portanto, não haverá alteração na qualidade do fornecimento ao trocar o fornecedor de energia. Para

que a expansão do mercado livre seja bem sucedida, é primordial melhorar o nível de informação da sociedade sobre esse tipo de contratação. Para cumprir esse objetivo, o governo e as empresas do setor podem investir em campanhas de divulgação que consigam explicar de forma didática ao grande público essa nova forma de aquisição de energia.

É importante notar que a liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica não garante por si só a redução de preços ao consumidor final. Segundo apontado pelo próprio MME na Nota Técnica nº4/2016, trata-se de uma relação indireta, já que a possibilidade de escolha dos consumidores aumenta a competição, que através de um processo concorrencial pode resultar em menores preços de energia. Por isso, é fundamental que, ao se propor uma reforma de abertura do setor elétrico, seja analisado se os benefícios decorrentes da competição total, inclusive para o pequeno consumidor, compensam os custos associados à sua implementação.

Como apontado por Hunt (2002), os benefícios da liberdade de escolha são diferentes para grandes e pequenos consumidores. Enquanto grandes consumidores têm contas de energia que justificam a contratação de uma empresa especializada para garantir o melhor preço na contratação de energia, para os pequenos consumidores o ganho potencial muitas vezes não justifica o esforço necessário para avaliar condições de mercado, obter informação e tomar decisões racionais. Para grandes indústrias, a gestão do custo de energia elétrica é vital, porque afeta inclusive sua competitividade frente aos concorrentes.

Por causa disso, grande parte dos países que reestruturaram seus setores elétricos permitiram inicialmente que apenas os grandes consumidores adquirissem sua energia de forma competitiva. É o caso do Brasil, que exige uma carga a partir de 3 000 kW para ser consumidor livre, um requisito mínimo considerado alto quando comparado com países vizinhos como a Colômbia e o Chile, onde para ser livre é necessário uma carga de 100 kW e 500 kW, respectivamente. O Chile foi inclusive o primeiro país do mundo a reestruturar o setor elétrico e introduzir a competição no fornecimento de energia, em 1987, de acordo com Nery (2012). Já a Colômbia, que conta com a competição no setor elétrico desde 1994 e um *Mercado Eléctrico Mayorista* muito avançado, é uma experiência internacional de sucesso referência para o Brasil, já que também possui uma matriz elétrica predominantemente hidráulica (64% da capacidade instalada) e com taxas consideradas altas de crescimento de mercado.

Outros países latino-americanos têm seus mercados de energia abertos apenas a grandes consumidores, como por exemplo, a Guatemala, que exige uma carga a partir de 100 kW, o Peru a partir de 200 KW, o Uruguai a partir de 250 KW, o Panamá, a Bolívia e a República Dominicana a partir 1000 KW, de acordo com Nery (2012). Isso faz com o que o Brasil seja o país que com o maior requisito para se tornar um consumidor livre, entre os países da América Latina que já têm essa possibilidade.

Ainda assim, existem países que lograram sucesso ao abrir o mercado competitivo de energia elétrica inclusive aos pequenos consumidores. Um exemplo é a

União Europeia, que é referência em termos de maturidade de mercado. Cada mercado nacional iniciou o processo de liberalização independentemente, e em 1996 a Comissão Europeia publicou um documento diretivo defendendo a competição na produção e na venda de energia elétrica para os consumidores, e em 2003, essa diretiva tornou-se lei nacional para os países membros (Mayo, 2012). Hoje todos os consumidores na União Europeia têm legalmente o direito de escolher seu provedor.

Nos Estados Unidos, a reestruturação do setor elétrico foi incentivada com o *Energy Policy Act* em 1992, porém cada estado da federação teve autonomia para decidir sobre a implementação do mercado livre. Segundo dados da *Federal Energy Regulatory Commission*, 16 estados⁵ têm o mercado aberto a competição e permitem a escolha do fornecedor de energia elétrica por todos os consumidores. A Austrália, a Coreia do Sul, o Japão e a Nova Zelândia também são países em que o mercado de energia está aberto a todos os consumidores. Porém, a população brasileira, em geral, não tem conhecimento que isso já é realidade em outros países.

O modelo tal como hoje conhecemos não é capaz de suportar a abertura completa à competição no varejo, e tendo consciência disso, o MME em sua consulta pública discute vários pontos que devem ser aperfeiçoados no modelo setorial antes de se iniciar a expansão do mercado livre. Esses aperfeiçoamentos devem ser considerados pelo ministério, não apenas como etapas para a expansão do mercado livre, mas também como oportunidades para melhorar a eficiência do setor elétrico em benefício aos consumidores. O modelo atual do setor elétrico, definido pelo marco regulatório de 2004, embora tenha tido sucesso em alguns aspectos, vem se desgastando ao longo dos últimos anos e se tornou pouco condizente com a realidade do setor atualmente.

Um dos primeiros pontos que devem ser revistos no modelo de comercialização atual diz respeito à formação de preços. Os preços de mercado de curto prazo são essenciais para dar os sinais econômicos adequados aos consumidores e investidores e é um dos principais componentes para o funcionamento eficiente de qualquer mercado de *commodity*. Atualmente, o PLD não é capaz de cumprir esse sinal econômico, já que sofre de significativa volatilidade e imprevisibilidade, o que torna o mercado de curto prazo um ambiente caracterizado por elevada incerteza e constantes interferências regulatórias.

Como explicado no capítulo 2, o PLD é calculado através de modelos computacionais e existe uma polêmica a respeito da transparência desses modelos, já que não são raras as alterações dos parâmetros sem prévia discussão pública e a reprodutibilidade dos resultados pelos agentes muitas vezes não é atingida. Existem problemas também com relação à governança, isso porque o modelo é desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), que faz parte do grupo Eletrobras, o agente com maior participação no mercado de geração.

⁵ São eles: Connecticut, Delaware, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, Michigan, Montana, New Hampshire, New Jersey, New York, Ohio, Oregon, Pennsylvania, Rhode Island, Texas e District of Columbia.

As frequentes revisões da metodologia de aversão a risco nos modelos computacionais são evidências da ineficácia do atual processo de formação de preços. De acordo com Nery (2012), a Curva de Aversão a Risco (CAR) foi o primeiro modelo, e surgiu logo após o racionamento, em 2002, e foi substituída pelo Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), usado a partir de 2008. Este por sua vez, foi substituído pelo CVaR (*Conditional Value at Risk*) em 2013, que será substituído pela SAR (Superfície de Aversão ao Risco) a partir de 2018, conforme definido pelo MME recentemente. Outra evidência são os recorrentes erros na inserção de dados no modelo, o que pode levar ao recálculo dos preços já publicados. Segundo a Resolução Normativa da Aneel nº 568/2013, uma vez caracterizado o erro, a CCEE deverá recalculer e republicar o PLD⁶ e essa possibilidade traz insegurança ao mercado, uma vez que as decisões comerciais dos agentes já foram tomadas considerando o preço originalmente publicado. Esse tipo de alteração retroativa tira a confiança dos agentes no PLD como referência para qualquer negociação. Segundo a Abraceel (Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia), houve republicação do PLD em 58% das semanas entre 2010 e 2012, o que revela a vulnerabilidade do atual modelo de formação de preço da energia no Brasil.

Além disso, outros parâmetros importantes no modelo, como por exemplo, o custo de déficit e a projeção da demanda, são determinados administrativamente. Isso pode levar a uma manipulação dos parâmetros pelo governo com o objetivo de reduzir os preços. Outra questão que deixa o modelo vulnerável diz respeito ao despacho fora da ordem de mérito. Com o intuito de aumentar a confiabilidade do atendimento à demanda, o ONS pode efetuar o despacho de térmicas mais caras, mesmo quando não indicado pelos modelos computacionais. Assim, mais uma vez, os preços obtidos pelos modelos podem ser resultado de critérios subjetivos e controversos.

Para superar esses impasses, a formação do preço do mercado de curto prazo poderia evoluir para um mecanismo de mercado. Assim, o preço da energia seria resultado da interação direta entre oferta e demanda. Segundo Barroso et al (2005), é o mecanismo usado na maioria dos países com o mercado de energia em funcionamento, em suas diversas variações. Nele, o mercado de energia cria um *pool*, onde geradores ofertam lances de preço e quantidade para o dia seguinte, e assim é criada a curva de oferta agregada. Por outro lado, o operador de mercado pode determinar a demanda a ser atendida, e assim é criada a intersecção entre oferta e demanda, usada tanto para programação da operação quanto para formar preços de curto prazo. Esse é o chamado *one-sided pool*, mas existem outras variações, como o *two-sided pools*, que considera o lance de todos dos compradores de energia, como comercializadores e distribuidoras, e cria a curva de demanda agregada. Aqueles que consomem mais do que programado, ou que tenham uma geração menor do que a prevista, pagam ou recebem a diferença pelo preço de mercado em tempo real.

⁶ A republicação do PLD ocorrerá apenas nos casos em que a diferença, em módulo, entre o PLD recalculado e o seu valor original for superior a 10% do valor do PLD mínimo vigente.

A maior parte dos países têm mercados para o dia seguinte (*day-ahead market*), em quais os preços são definidos a cada hora. No Brasil, o PLD é definido *ex-ante* semanalmente, por patamar de carga (leve, médio e pesado). O patamar pesado são os horários do dia nos quais o consumo de energia elétrica é maior, entre 18h e 20h, e isso é refletido no preço, que tende a ser mais alto, criando um sinal de ponta para os consumidores. Antevendo o preço maior nos horários de ponta, os consumidores industriais que têm gestão sobre seu consumo, conseguem deslocar o período em que mais demandam energia para horários fora da ponta. Sendo assim, a ponta “verdadeira” do sistema, ou seja, onde o consumo de energia atinge seu pico durante o dia, tende a ocorrer no meio de tarde, segundo dados dos Boletins de Carga do ONS, e são precificadas pelo patamar médio. Isso cria uma distorção, que pode ser minimizada se os preços forem horários e não por patamar de carga. Portanto, para obter um sinal econômico mais preciso para geradores e consumidores, o preço de curto prazo no Brasil poderia evoluir para ser definido diariamente e para cada hora.

Portanto, criada uma formação de preços crível e capaz de conferir um sinal econômico adequado aos agentes, há ganhos de eficiência para todo o setor elétrico, inclusive pelo lado da reação da demanda. Como apontado no projeto Visões do Setor Elétrico (Abrace, 2014), a demanda por energia elétrica já chegou a ser considerada como inelástica, ou seja, que não responde a alteração nos preços. No entanto, a experiência do racionamento em 2001 revelou o contrário. Com um sinal adequado de preço, o consumidor é capaz de reagir ao custo alto de geração, reduzindo ou alterando seu perfil de consumo. Essa reação por parte dos consumidores pode dispensar o despacho das usinas mais caras, em geral térmicas mais poluentes, mitigando o aumento do custo de geração, que, posteriormente, será repassado para os próprios consumidores. A reação da demanda pode, ainda, diminuir a necessidade de excedente de capacidade para atender os horários de ponta. Exemplificando, a capacidade instalada do Brasil é, atualmente, de 151 634 MW segundo dados do Banco de Informações de Geração da Aneel, enquanto a máxima demanda instantânea já registrada no SIN foi de 85 708 MW⁷. A capacidade é, portanto, muito superior a demanda máxima do sistema, justamente para resistir a períodos de hidrologia adversa, e com a reação efetiva da demanda, haveria a otimização do uso dos recursos de geração, transmissão e distribuição, possibilitando a postergação de investimentos em nova capacidade.

Mesmo assim, muitos questionam sobre a capacidade dos mercados com mecanismos de oferta e demanda sinalizarem de maneira adequada a expansão da oferta. De acordo com Hunt (2002), em “mercados puros de energia”, o sinal de preços por oferta e demanda seria suficiente para incentivar a expansão da geração, ou seja, em períodos em que a capacidade está operando próxima ao limite, o preço da energia estaria tão alto, que atrairia o investimento em nova capacidade. Porém, em sistemas predominantemente hidroelétricos, o interesse do sistema como um todo muitas vezes não coincide com os interesses de curto prazo de suas partes componentes, e por isso é

⁷ Essa demanda foi atingida às 14h50 do dia 5 de fevereiro de 2014, segundo o Resultado da Operação divulgado pelo ONS.

difícil fazer com que mecanismos simples de mercado traduzam, para cada uma das partes, as necessidades globais do sistema. Então, uma possível solução para garantir a expansão seria a criação de um mercado de capacidade, como detalhado abaixo.

Atualmente o modelo de expansão é extremamente dependente do ACR. Os leilões de energia nova são os principais instrumentos de contratação de expansão para o sistema, já que a energia é vendida por todo o período de concessão da usina (até 30 anos). Além disso, os investidores têm recebíveis de excelente qualidade para oferecer como garantia ao financiamento das usinas, uma vez que o modelo de regulação atual assegura o repasse custos para as tarifas dos consumidores cativos. Essa característica, somada aos contratos de longo prazo, garantiu os investimentos necessários em geração na última década.

O atual modelo também determina que todos os agentes de consumo devam ter 100% contratada a energia necessária para atender a sua demanda, e esses contratos de energia devem estar lastreados em garantia física⁸ das usinas. Ou seja, nos leilões são vendidos dois produtos conjuntamente, a energia em si e o lastro, que é a garantia de suprimento.

Com o aumento cada vez maior de consumidores livres e especiais, as distribuidoras não tem como projetar o seu mercado e, portanto, contratar a totalidade da sua demanda com 5 anos de antecedência em contratos de longa duração, pode deixá-las cada vez mais expostas a penalidades. Ou seja, com mais consumidores livres, o modelo de expansão deve ser reformulado.

Sem sinais confiáveis de preços de longo prazo e sem segurança financeira, que são condições necessárias para viabilizar o investimento, o ACL atualmente não contribui para a expansão da capacidade de forma sustentável. Uma solução, implantada com sucesso em outros países, seria a separação de lastro e energia para a criação de um mercado de capacidade. O produto lastro seria vendido em leilões centralizados de capacidade, de acordo com as necessidades de expansão definidas pela EPE. Como o lastro, ou garantia de suprimento, é um bem comum, seus custos seriam pagos por todos os consumidores do sistema, via encargo de capacidade. Os encargos seriam usados para adicionar capacidade ao sistema, e uma vez construída a usina, o vencedor do leilão ganha o direito de comercializar a energia produzida. Diferentemente do que ocorre hoje, onde quem ganha o leilão fica atrelado a um contrato de fornecimento de energia para o mercado cativo durante todo o período de concessão.

Quando a energia e lastro não forem mais comercializadas em conjunto, o mercado também deixa de ter a necessidade de contratos de longo prazo, e assim, o preço da energia passa a ter mais flexibilidade para acompanhar a evolução tecnológica, as condições de mercado, os ganhos de produtividade, etc, e dessa forma, não fica preso à dinâmica de longo prazo da garantia física. A separação de lastro e energia garante

⁸ A garantia física de um empreendimento de geração é definida pelo MME e corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme disposto no Decreto 5.163 de 2004.

que todo o consumo seja respaldado em capacidade de geração do sistema e faria do contrato de energia elétrica apenas um instrumento financeiro para mitigar riscos.

Como visto no capítulo anterior, atualmente as distribuidoras estão vivenciando um período de sobrecontratação de energia, que tende a ser potencializado nos próximos anos com a migração de mais consumidores para o ACL. Então, durante a transição do modelo atual para o modelo de formação de preços por mercado e expansão da oferta via mecanismo de capacidade proposto acima, as distribuidoras poderiam ter a possibilidade de vender seus excedentes de energia no mercado. Atualmente, o modelo prevê que qualquer sobra de energia acima de 5% da totalidade da demanda das distribuidoras deve ser liquidada a PLD, mesmo se a distribuidora comprou a energia a um preço mais alto. Com a abertura do mercado e a consequente diminuição da demanda cativa, para que a distribuidora não assuma um risco sobre o qual não pode gerenciar, ela poderia vender sua energia excedente ao ACL, por meio de leilão. Esse dispositivo já está previsto na Lei nº 13.360 de 2016, mas ainda carece de regulamentação.

Adicionalmente a essa medida, o cronograma de abertura do mercado poderia ser alinhado com as futuras descontrações de energia das distribuidoras. Por exemplo, o Tratado de Itaipu⁹ têm fim em 2023, isso significa que as cotas de Itaipu para as distribuidoras dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, também terão fim. As cotas de Itaipu representam aproximadamente 20% da compra de energia dessas concessionárias, e o ideal seria que a partir do momento que os contratos acabam, mais consumidores seriam elegíveis ao mercado livre, concatenando a diminuição da contratação de energia com a diminuição da demanda a ser atendida.

Dessa forma, é possível obter um cronograma ótimo de migração. Inicialmente, o mercado livre seria aberto apenas para a alta tensão, considerando uma abertura gradual pelos subgrupos A1, A2, A3 e A4. É importante notar que, segundo dados da Aneel, aproximadamente 187 mil consumidores cativos são atendidos na alta tensão, um número que ampliaria o mercado livre consideravelmente, muito além dos seus atuais 4062 consumidores. Assim, o mercado livre aumentaria sua dinamicidade e participação no SIN, mas ainda mantendo um perfil de consumidor industrial. Uma vez observada a evolução e o aprendizado dessa ampliação e como o sistema elétrico se adaptou, seria possível avançar para a baixa tensão, que hoje é composta por mais de 80 milhões de unidades consumidoras cativas. É importante que a migração para os consumidores continue opcional.

Outra questão que deve continuar sendo aprimorada para permitir uma transição efetiva para um mercado mais aberto é a figura do comercializador varejista. Até 2013, todos os consumidores do mercado livre deveriam ser agentes da CCEE, o que envolve custos de adesão e obrigações perante a Câmara, desincentivando a migração. Porém,

⁹ Tratado de Itaipu é o acordo para aproveitamento hidrelétrico do Rio Paraná pelo Brasil e Paraguai, firmado em 1973, no qual, entre outras condições, o Paraguai se comprometeu a vender o excedente da sua parte da energia para o Brasil, por 40 anos.

com a Resolução Normativa nº 570 de 2013 da Aneel, os consumidores livres e especiais puderam ser representados na CCEE por um comercializador varejista, um agente, da categoria de geração ou de comercialização, que fica responsável por representar, em seu nome e conta, esses consumidores junto à CCEE. Isso traz uma maior simplicidade para os consumidores livres e especiais no processo de migração e nas operações de mercado, como liquidação e pagamento de encargos. Além disso, o número de consumidores na CCEE aumentou consideravelmente no último ano, e atender esses novos consumidores obriga a CCEE administrar um mercado varejista, contrária a sua gênese de mercado atacadista, o que leva a uma mudança de escala na sua gestão e operacionalização das funções. Com uma maior abertura de mercado, o registro de todos os consumidores na CCEE fica praticamente impraticável, por isso a importância de o consumidor poder ser representado por um varejista. Porém, até o momento, estão registrados apenas 4 comercializadores varejistas na CCEE, que fecharam poucos contratos. Isso se deve aos vários requisitos para atuar nesse segmento e as dificuldades operacionais que os varejistas vêm enfrentando.

Para a expansão do mercado livre, os aprimoramentos sugeridos nesse capítulo devem ser considerados como um todo, já que a abertura do mercado solucionando apenas parte dos problemas enfrentados pelo setor elétrico atualmente pode ser extremamente prejudicial para seu funcionamento. Por isso, deve-se pensar em um novo modelo setorial, que se faz necessário independentemente da expansão do mercado livre. Para isso, um suporte político robusto é essencial para lograr legitimidade durante a implementação de um novo modelo. Mesmo assim, os formuladores de políticas públicas e os agentes institucionais devem estar preparados para ajustar e adaptar o modelo de forma consistente quando identificados problemas, para que não se abandone reforma em curso, como no começo dos anos 2000.

5. Conclusão

Como foi apresentado ao longo deste trabalho, o produto eletricidade é um bem essencial e estratégico para o desenvolvimento de qualquer setor da economia. Além disso, o custo com energia elétrica está incorporado em todos os produtos e serviços que os brasileiros consomem. Por isso, é fundamental desenvolver mecanismos de mercado para tornar o setor elétrico mais eficiente, com o objetivo de reduzir os custos finais para os consumidores. O mercado livre, também denominado de ACL, é um meio para atingir esse objetivo.

No mercado livre, os consumidores têm liberdade para escolher seu fornecedor de energia, adequando o contrato de suprimento às suas necessidades. No Brasil, apenas consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW têm essa possibilidade de escolha. Esse modelo de livre mercado foi instituído em meados da década de 1990, juntamente com a criação das instituições do setor elétrico, conforme apresentado no capítulo 2. Por causa dos problemas de subinvestimento no setor enfrentados na década de 1980 e também pela falta de maturidade do mercado, o sistema sofreu uma crise de

abastecimento no começo dos anos 2000. Logo, o modelo de livre mercado foi abandonado, sem mesmo ter sido concluída sua implementação, e substituído pelo modelo como hoje conhecemos.

Desde então, o mercado livre se limitou ao ACL, que corresponde em média a 25% da carga nacional. Foram poucas as iniciativas de ampliar esse ambiente de contratação na última década, apesar de seus consumidores terem um preço de energia em torno de 40% menor do que os consumidores cativos. Porém, o interesse da sociedade em geral por essa forma de contratação cresceu muito recentemente, em função do aumento das tarifas reguladas após o repesamento tarifário de 2014, quando a economia oferecida pelo ACL se tornou mais atrativa frente ao ACR. Por causa disso, o mercado livre vem passando por uma forte migração, e entre 2015 e 2016 o número de consumidores mais que dobrou.

Percebendo o interesse da sociedade e a grande migração para o mercado livre, o MME abriu uma consulta pública para identificar os principais desafios para que a abertura de mercado aconteça de forma sustentável, analisados neste trabalho. Um dos primeiros pontos que precisa ser revisto, independente da abertura para o mercado livre, diz respeito à formação de preços. Atualmente, o preço de curto prazo sofre diversas interferências administrativas que o tornam pouco crível para os agentes de mercado. A sugestão deste trabalho é que o preço passe a ser formado por mecanismos de oferta e demanda, assim como já ocorre em outros países. Um preço de curto prazo capaz de oferecer um sinal econômico adequado também incentiva a reação da demanda por parte dos consumidores, essencial para que a solução dos problemas não fique apenas do lado da oferta.

Outra questão que precisa ser resolvida em um mercado mais aberto é a expansão da oferta, que hoje depende quase que inteiramente do ACR. Atualmente, nos leilões brasileiros são vendidos dois produtos em conjunto, o lastro, que é a garantia de suprimento, e a energia em si. Propõe-se a separação entre lastro e energia, como no resto do mundo, para que então seja possível a criação de um mercado de capacidade. Neste, o lastro seria vendido através de leilões centralizados, conforme o planejamento da expansão feito pela EPE, e seria custeado através de um encargo de capacidade pago por todos os consumidores, já que se trata de um bem comum. Solução parecida foi implementada com sucesso pela Colômbia, que tem uma matriz elétrica parecida com a brasileira, a partir de 2007.

Além disso, com menos consumidores compondo o portfólio das distribuidoras, maiores são as chances de ficarem sobrecontratadas. Para essa questão, propõe-se que o cronograma de abertura de abertura do mercado seja concatenado com o fim próximo de vários contratos de energia das distribuidoras. Também propõe-se que as distribuidoras tenham a opção de vender seu excedente no mercado livre, através de leilões, para que assim, não tenham que arcar com custos sobre os quais não têm gestão. Assim, aos poucos, as distribuidoras vão se eximindo da preocupação com a contratação de energia,

focando esforços apenas no serviço que lhe traz remuneração, que é o serviço de distribuição.

Esses são os principais assuntos que devem ser aprofundados com uma maior abertura de mercado e devem ser submetidos a um amplo debate entre os agentes, detalhando seus mecanismos, funcionamento e simulando os impactos regulatórios, o que inclusive pode ser inspiração para próximos trabalhos. Entretanto, uma série de outras questões não foram abordadas nesse texto, como a simplificação da medição, os subsídios para as renováveis, a financiabilidade da expansão, a judicialização do mercado de curto prazo, todos pontos que também precisam ser aprimorados e resolvidos para que o setor elétrico seja mais eficiente e consiga acomodar um mercado livre maior.

Por fim, concluímos que a ampliação do mercado livre tem benefícios potenciais significativos para os consumidores, e o atual momento de sobreoferta no sistema é uma janela de oportunidade para aperfeiçoamentos regulatórios no setor elétrico. Porém, como qualquer reforma, também carrega um risco relevante caso o setor seja implementada de maneira incompleta. Por isso, investir na fase de preparação e discussão é fundamental e envolve esforços de todos os agentes do setor, inclusive da academia.

Referências Bibliográficas

ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. **Visões do setor elétrico: uma contribuição para o futuro energético do Brasil**. Brasília, 2014.

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Energia Livre: como a liberdade de escolha no setor elétrico pode mudar o Brasil**. São Paulo, 2014.

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Comparação internacional de tarifas de energia elétrica**. Brasília, 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório Aneel 10 anos**. Brasília: Aneel 2008.

ARAÚJO, J. L. **A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise**. Anais do XXIX Encontro Nacional de Economia, 2001.

BARROSO, L. A. et al. **Classification of electricity market models worldwide**. CIGRE, Paper 102, 2005.

CASTRO, N. J. et al. **A formação de preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Texto de discussão do Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, nº 62, 2014.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Oferta de lastro de energia incentivada para a migração de consumidores especiais.** Relatório Técnico, 2016.

CNI – Confederação Nacional da Indústria. **Setor Elétrico: uma agenda para garantir o suprimento e reduzir o custo de energia.** Brasília: CNI, 2014.

CORREIA, T. B.; MELO, E.; COSTA, A. M. e SILVA, A. J. **Trajatória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado.** *Revista Economia*, v.7(3), p. 607-627, 2006.

COSTELLINI, C. e HOLLANDA, L. **Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro.** *Informativo de Energia*, FGV Energia, 2014.

ENERGY REPORT. **Projeto de Portabilidade: o demônio mora nos detalhes.** PSR, nº 115, 2016.

FIRJAN – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. **Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil?** Sistema FIRJAN, nº 8, 2011.

GOLDENBERG, J. e PRADO, L. T. S. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC.** *Revista Tempo Social*, Universidade de São Paulo, v. 15(2), p. 219-235, 2003.

HUNT, S. **Making competition work in electricity.** New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

InfoMercado mensal CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, nº 111, setembro 2016.

JOSKOW, P. L. **Introducing Competition into Regulated Market: from hierarchies to market.** *Industrial and Corporate Change*, v. 5(2), 1996.

JOSKOW, P. L. Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, v. 0 (special issue), p.9-42, 2008.

KELMAN, J. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.** Brasília: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

LEE, W. W. **US lessons for energy industry restructuring: Based on natural gas and California electricity incidences.** *Energy Policy*, v. 32(2), p. 237–259, 2004.

LEITE, A. L. S. e CASTRO, N. J. **Política para o setor elétrico na União Europeia; rumos contrários ao processo de integração econômica.** *Econômica*, v.11(2), p. 111-132, 2009.

LEITE, A. L. S.; CASTRO, N. J. e TIMPONI, R. R. **Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil.** *Ensaio FEE*, v. 34(2), p. 647-668, 2013.

MAYO, R. **Mercado de Eletricidade.** Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2012.

MME – Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 4/2016 – AEREG/SE-MME, assunto: Mercado Livre de Energia Elétrica. Ministério de Minas e Energia, 2016.

NERY, E. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

OLIVEIRA, A. de. **Estudo para a ABDI sobre Adequação do Modelo Energético Brasileiro**. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

PINTO, H. Q. J. e ALMEIDA, E. F. **Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F. e SALES, A. F. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. BNDES, Texto para discussão n. 97, 2002.

PRADO, F. A. A. e SILVA, A. L. R. **Sobre reformas e concessões no setor elétrico brasileiro: uma análise crítica**. *Estratégica*, v. 11(2), 2011.

Relatório de Auditoria Operacional do Tribunal de Contas da União. **Impacto da Medida Provisória nº579/2012 – convertida na Lei nº 12.783/2013 – na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e no sistema elétrico brasileiro**. 2014.

SALES, C. J. D. **MP 579: recordar para não repetir**. *Revista Brasil Energia*, nº 430, p. 38, 2016.

SILVA, R. M. da. **Desafios da “portabilidade na conta de luz”**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisa da Consultoria Legislativa/CONLEG/Senado, Texto para Discussão nº 201, 2016.

TOLMASQUIM, M. T. **Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil**. *Estudos Avançados*, v. 26 (24), 2012.