

20 ANOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

20 ANOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Edição CCEE

São Paulo

2018



Copyright © CCEE/2019

Organização

Roberto Rockmann

Coordenação e Edição

Ana Paula Rodrigues dos Santos

Katia Ogawa

Revisão

Ruy Barata Neto

Acabamento, Capa e Projeto Gráfico

Human Comunicação

Impressão

Pigma Gráfica e Editora

Todos os direitos reservados.

Nenhuma parte desta publicação poderá ser armazenada ou reproduzida por qualquer meio sem a autorização por escrito da CCEE.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil)

Catalogação na Fonte

C386v

20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica / Roberto Rockmann (Organizador). - 1. ed. - São Paulo: CCEE, 2019. 236 p. : il.

ISBN: 978-65-80021-00-0

1. Historiografia. 2. Energia elétrica. 3. Setor elétrico - Brasil. 4. Mercado de energia - Brasil. 5. Comercialização de energia - Brasil. I. Título.

CDU 339.1:621.31(81)



SOBRE A CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) viabiliza as atividades de compra e venda de energia em todo o País. Promove discussões voltadas à evolução do mercado, sempre orientada pelos pilares da isonomia, transparência e confiabilidade.

Nossa razão de existir:

Missão

Viabilizar a comercialização de energia elétrica no Brasil.

Visão

Ser reconhecida como facilitadora do desenvolvimento do mercado de energia elétrica.

Valores

A CCEE pauta sua atuação pela ética, excelência, inovação, segurança, transparência e valorização do ser humano.

Dedicatória

A todos aqueles que trabalham para melhorar continuamente o setor elétrico e uma especial menção ao saudoso Lindolfo Paixão, que contribuiu em vários momentos para que o mercado de energia elétrica se consolidasse.

APRESENTAÇÃO

O mercado de energia elétrica começou incipiente em 1999, enfrentou grandes desafios, mas ganhou relevância e se consolidou como um segmento dinâmico do País. Para contar essa história e discutir os desafios futuros, convidamos 23 especialistas para escreverem artigos* sobre marcos das duas décadas de história do setor e debater oportunidades e desafios. O contexto desses episódios é relatado com uma grande reportagem em cada capítulo.

No prefácio e prólogo, Luiz Maurer e Pedro Parente abrem o livro resgatando o surgimento e o desenvolvimento do mercado, rememorando especialmente as experiências que vivenciaram em episódios decisivos da história do setor.

O nascimento do Mercado Atacadista de Energia (MAE) em 1999 e os primeiros consumidores livres no País são relatados no primeiro capítulo. Peter Greiner, José Mario Abdo, Eduardo Bernini e David Waltenberg discutem os desafios iniciais enfrentados e como a transição entre um modelo estatal para outro com capital privado enfrentou resistências que dificultaram sua completa implementação.

O racionamento de energia elétrica, de junho de 2001 a fevereiro de 2002, é o tema do segundo capítulo. Jerson Kelman, Claudio Sales, Elena Landau e Luiz Eduardo Barata analisam os impactos que a crise teve sobre o setor. A escassez impôs dificuldade extra para o mercado liquidar operações, mas a negociação de Certificados de Direito de Uso de Redução de Consumo de Energia foi o embrião do atual mercado de comercialização.

Em 2003, a chegada de um novo governo representou a criação de um Novo Modelo, com a CCEE e a efetivação de leilões para fomentar a expansão da oferta. Mauricio Tolmasquim,

*AVISO: A CCEE não se responsabiliza pelo conteúdo dos artigos assinados, sendo estes de inteira responsabilidade de seus autores.

Antônio Carlos Fraga Machado, Tiago Correia e Edvaldo Santana recordam-se dos desafios desse momento no terceiro capítulo.

A MP nº 579 e a sua posterior conversão na Lei nº 12.783 são os temas do quarto capítulo, em que Mario Veiga, Luiz Fernando Vianna, Paulo Pedrosa e Ricardo Botelho debatem os impactos da legislação sobre as empresas e a necessidade de ajustes no marco legal para a manutenção da atração de capital privado.

O quinto capítulo trata do impacto que as tecnologias disruptivas terão sobre consumidores, concessionárias e operadores. André Pepitone, Pedro Batista, Luiz Barroso, Ricardo Lisboa e Rui Altieri delineiam como cada elo da cadeia deve se preparar para as transformações que virão.

Com este livro, esperamos contribuir para destacar e debater os desafios e as oportunidades de evolução do mercado nos próximos anos.

SUMÁRIO

- 010 **Prefácio**
Luiz Maurer, Uma longa e desafiadora jornada
- 018 **Prólogo**
Pedro Parente, Vencendo a crise de energia
- 022 **O Mercado de Energia: Linha do tempo**
- 029 **1999-2000: Abertura e nascimento do mercado**
A reforma e os novos paradigmas
- 040 *Peter Greiner, Abertura ao capital privado*
- 048 *David Waltenberg, Estabilidade e segurança jurídicas para atração de investimento*
- 054 *Eduardo Bernini, A governança no início do MAE*
- 060 *José Mario Abdo, Primeiros desafios da regulação*
- 067 **2001-2002: Racionamento de energia elétrica**
A crise e seus reflexos
- 080 *Jerson Kelman, Razões e lições*
- 086 *Claudio Sales, A escassez e os investidores*
- 092 *Elena Landau, Um modelo incompleto*
- 098 *Luiz Eduardo Barata, Os desafios das primeiras liquidações*
- 105 **2003-2012: Consolidação do mercado de energia elétrica**
O novo marco regulatório
- 120 *Mauricio Tolmasquim, A adoção do Novo Modelo do Setor Elétrico*
- 126 *Antônio Carlos Fraga Machado, A solidificação da CCEE*
- 132 *Tiago Correia, Leilões: oportunidade, benefício e risco*
- 138 *Edvaldo Santana, As ambiguidades na evolução do mercado: livre ou regulado?*

145	2012-2019: Ajustes no modelo e desafios atuais A Lei nº 12.783 e seus reflexos
160	<i>Mario Veiga, Os efeitos da MP nº 579</i>
168	<i>Luiz Fernando Vianna, Mercado livre como agente transformador do setor elétrico</i>
174	<i>Paulo Pedrosa, O modelo atual do setor elétrico e suas limitações</i>
182	<i>Ricardo Botelho, Hora de incentivar o investimento privado</i>
189	O mercado do futuro As tecnologias disruptivas
200	<i>André Pepitone, Perspectivas regulatórias para o setor elétrico brasileiro</i>
206	<i>Pedro Batista, Reflexões sobre o financiamento privado como vetor de expansão do ACL</i>
212	<i>Luiz Barroso, As transformações do setor elétrico mundial e o Brasil</i>
220	<i>Ricardo Lisboa, Um novo modelo de mercado: livre e eficiente</i>
226	<i>Rui Altieri, O futuro da comercialização de energia elétrica no Brasil</i>
232	Glossário
235	Bibliografia
236	Agradecimentos

UMA LONGA E DESAFIADORA JORNADA



Luiz Maurer

*é consultor na área
de energia.
Foi especialista líder
de energia no
Banco Mundial.
Foi presidente
da Abraceel
e também gerente
do Projeto Re-Seb*

O mercado de energia elétrica no Brasil celebra 20 anos de existência. Foi uma longa e, por vezes, desafiadora jornada para chegar a este ponto de quase maturidade. Este livro, iniciativa elogiável da CCEE, liderada por Rui Altieri, registra os principais aspectos técnicos, institucionais, legais e regulatórios necessários para a concretização desta empreitada, bem como os desafios futuros a serem enfrentados em um cenário de emergência de tecnologias disruptivas com profundas consequências na estrutura do setor elétrico.

Em um sentido amplo, o “mercado” compreende as transações comerciais no atacado (entre geradores, distribuidores e comercializadoras) e no varejo, aquelas que envolvem usuários finais no assim chamado mercado livre. Seus 20 anos contemplam os dois lados da mesma moeda. Em 1999, foi criado o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e realizada a primeira transação comercial no mercado livre. Entretanto, as sementes do mercado foram lançadas anos antes,

com a promulgação da Lei nº 9.074, de 1995. As bases do novo modelo foram definidas pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto Re-Seb), resultado da visão estratégica e obstinação de Peter Greiner, o então secretário de Energia.

A CCEE é uma peça fundamental na engrenagem do mercado. A ela cabe a liquidação dos contratos de compra e venda (de natureza financeira), trabalhando de forma coordenada com o Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) na definição e ajustes dos preços do mercado *spot*, que servem de base para a valoração das diferenças contratuais. Ela executa os leilões de energia para entrega futura, um pilar importante para a introdução de concorrência no mercado de contratos. A Câmara de Comercialização tem se adaptado nos últimos anos e respondido a contento a um crescimento significativo do número de agentes e transações resultantes.

A implementação do MAE e posteriormente da CCEE não foi tarefa fácil, principalmente na transição de um setor regulado (anterior a 1998) para algo novo onde se almejava uma concorrência crescente no mercado físico e de contratos futuros. Vários anos decorreram entre a criação oficial do Mercado Atacadista e sua primeira liquidação financeira. Um dos fatores desse atraso foi uma governança fraca da instituição MAE, a qual não contava de início com diretores independentes para a tomada de decisões técnicas sólidas e imparciais. O Conselho Diretor era constituído por profissionais representando o interesse comercial das empresas participantes. O bom tempo das discussões técnicas isentas do Re-Seb havia ficado na saudade. A assim chamada “intervenção” da Aneel na governança do MAE veio em boa hora.

O grande teste de maturidade do mercado (ou da falta dela) ocorreu no racionamento (o “apagão” que nunca ocorreu). Foi de fato um teste de estresse sem precedentes. Os agentes do setor, conscientes da crise que se avizinhava, opunham-se à implementação de regras de mercado que pudessem representar

perdas comerciais em um período de escassez. Em alguns casos emblemáticos, certos agentes tinham consciência plena de que enfrentariam um longo período de escassez com uma posição *short* no mercado e teriam de adquirir suas exposições a preços elevadíssimos. Neste caso, a única saída era “chutar o pau da barraca” atrasando deliberadamente a entrada do mercado atacadista. Durante o desenho do racionamento, algumas empresas chegaram a defender cortes rotativos (*rolling black-outs*), o que teria resultado em um melancólico caos urbano, na visão de Paulo Rabello de Castro. O objetivo era claramente o de evocar força maior nos contratos iniciais, socializando assim as posições deficitárias de alguns agentes. Teria sido uma pá de cal na tentativa de criar um mercado, cujo princípio básico é o respeito a contratos.

Alguns estudiosos do setor lamentam o fato de que a conclusão das regras tenha ocorrido em um período tão severo de escassez. Eles sustentavam ser impossível sua implementação quando existe uma descontinuidade tão grande entre oferta e demanda. Tendo a concordar apenas parcialmente. É fato que o comportamento dos agentes (estivessem eles em posições *short* ou *long*) se tornou mais combativo quando o preço de liquidação atingiu R\$ 684/MWh (aproximadamente US\$ 300/MWh à época). Entretanto, um mercado poderia (e deveria) funcionar sob quaisquer circunstâncias, desde que o preço reflita o custo da escassez e que os agentes “enxerguem” o preço e tomem decisões econômicas racionais de geração e consumo.

O desenho do racionamento, coordenado pelo então ministro da Casa Civil, Pedro Parente, permitiu que o custo da escassez chegasse aos consumidores por um criativo esquema de cotas e penalidades (similar a um *cap and trade*). Foi uma experiência extremamente exitosa, que serviu como exemplo para outros países que passaram por crises. Ajudou na criação do mercado de energia no Brasil. Infelizmente o País pouco aproveitou das lições. A resposta da demanda poderia ter sido introduzida como um instrumento integrante das regras de mercado, como inicialmente

constava no Projeto Re-Seb. Entretanto, o conceito (e neste bojo a abertura de mercado) foi considerado indesejado nos anos que se seguiram.

O episódio do racionamento serviu também como momento de avaliação para revisão das recomendações do Projeto Re-Seb e de como a implementação (ou não) destas tinha sido a responsável pela crise. Foi uma oportunidade única de colocar o setor elétrico no radar dos altos governantes, que se interessaram pelo assunto e se empenharam em colocar o mercado em funcionamento. Tal fato somente foi possível graças ao empenho pessoal, conhecimento e capacidade administrativa do saudoso Lindolfo Paixão (o “temido” doutor Paixão) e de sua equipe. O MAE estava pronto para liquidar contratos ao fim do governo FHC.

Dali para frente, o futuro era incerto. Os documentos preparados pelo Partido dos Trabalhadores sinalizavam praticamente o fim do mercado, a volta à tarifa pelo custo, a extinção da figura do produtor independente, a implementação de um grande *single buyer*. Por sorte, nada disso foi implementado. A então ministra Dilma Rousseff, contando com o luxo de 8.500 MW médios excedentes, resultado do racionamento, e com a dedicação do secretário-executivo Mauricio Tolmasquim, debruçou-se sobre o tema e preservou as linhas básicas do mercado atacadista. É verdade que se criou um ambiente com menor grau de liberdade e contratação compulsória pelas distribuidoras da totalidade de suas cargas, mas talvez não houvesse outra solução, haja vista que o conceito de “contratação responsável” não havia ainda sido testado a contento.

O grande mérito do Novo Modelo (que fez com que o Re-Seb passasse a ser o velho-novo modelo) foi o de estabelecer um procedimento competitivo para contratos de energia – os assim chamados leilões. O Brasil estabeleceu pioneirismo neste campo, tanto para energia convencional quanto para renovável. Apesar de duras críticas iniciais – de dentro e fora do Brasil –, os leilões se tornaram o mecanismo preferido para comercialização

de fontes renováveis, em substituição ao anacrônico modelo de *Feed-in-Tariffs*, defendido pelos países europeus e grande parte das instituições multilaterais.

Infelizmente, o conceito de mercado não foi levado até a ponta de todos os consumidores. Não foram reduzidos os limites para definição do consumidor livre, limitando-se assim a concorrência no varejo. Talvez mais grave, foi a aversão a qualquer mecanismo que incentivasse a resposta da demanda do consumidor, via preços ou gerenciamento de cargas. As “bandeiras” tarifárias foram um exemplo na direção certa, mas vieram de maneira tardia e insuficiente. Um mercado necessita ser dinâmico nas duas pontas, assim como um avião precisa de duas asas para voar. A falta do sinal de mercado ficou patente durante a crise hídrica de 2013 e 2014. Este período coincidiu com o processo de renovação das concessões, cujos resultados ficaram longe das expectativas e alegadamente levaram a uma dívida bilionária e à ampla judicialização. Para fazer justiça, deveria se segregar o processo de renovação das concessões em si (um processo complexo, para o qual não havia uma solução clara e elegante) dos demais fatos que geraram a dívida bilionária, resultante do despacho incessante de térmicas, incluindo as mais ineficientes.

Tivesse o setor elétrico aproveitado as lições da crise de 2001, introduzido cotas de consumo (ainda que voluntárias, inicialmente) e permitido aos consumidores oferecer reduções de carga para deslocar as térmicas mais caras, o resultado teria sido bem diferente. Da mesma forma, tivesse o mercado livre crescido, os novos consumidores estariam expostos ao preço e atuado no sentido de ajustar sua carga em função do custo da escassez. Em vez disso, o preço real de escassez foi artificialmente congelado, enquanto os custos de despacho fora de mérito (com frequências superiores ao próprio parâmetro de custo de racionamento) foram socializados. Faltou claramente trabalhar na segunda asa do avião para que ele pudesse atravessar períodos turbulentos.

A despeito de todas as dificuldades e diferentes visões de como um mercado pode e deve operar, houve certa continuidade nos esforços de seu desenvolvimento ao longo de diferentes administrações. Como especialista de energia do Grupo Banco Mundial, tive oportunidade de conhecer e colaborar no desenho e implementação de vários mercados de energia em países emergentes. Posso testemunhar que o mercado brasileiro (aqui incluindo o ONS e a EPE) é um dos mais maduros e sofisticados. O exemplo de implementação do racionamento como um mecanismo de mercado tipo *cap and trade* e os leilões de energia são considerados exemplos internacionais. Além disso, o mercado de varejo, ainda que operando com o “freio de mão puxado”, é vibrante, sendo que a grande maioria dos consumidores elegíveis exerceu a opção de buscar um fornecedor alternativo, algo que não ocorre com a mesma intensidade em outros países, mesmo naqueles com menores limites para definição de consumidores livres.

Isso não significa que não haja espaço para melhorias. Há muito se faz necessária uma participação mais intensa do lado da demanda, articulada no código de rede e nas regras de mercado. Discute-se há vários anos a possibilidade de alterar a metodologia de precificação no mercado *spot*. Houve discussões esporádicas sobre dispor de uma precificação espacial mais granular, passando-se de um sistema zonal (submercados) para um sistema nodal (*Locational Marginal Pricing*). O crescimento contínuo de fontes renováveis intermitentes oferecerá oportunidade para revisar a precificação em um maior número de patamares diários e comercialização intra-diária. Um melhor gerenciamento de riscos irá requerer novos instrumentos financeiros. Muitas destas alterações, apesar de fazerem sentido, são difíceis de serem implementadas de forma individualizada, porque os agentes já tomaram posições contratuais e qualquer alteração implica perdedores e ganhadores.

É necessária uma reforma com visão ampla que adote um plano de transição que preserve os direitos adquiridos. Fala-se

em um possível Re-Seb II como um esforço necessário para rever o funcionamento atual, buscar consenso quanto a melhorias e introduzir um plano de implementação claro, escalonado no tempo. Houve uma tentativa recente do então secretário-executivo Paulo Pedrosa em efetuar uma discussão de aperfeiçoamentos, buscando melhor coordenação entre os setores elétrico e de gás. A iniciativa merece aplauso, mas o tempo para levar a cabo estas mudanças foi exíguo. Poderá fazer parte da agenda da nova administração.

Por fim, mas não menos importante, a emergência das tecnologias disruptivas é inevitável, aqui reunindo a geração distribuída, mini-redes, armazenamento, eletrificação do transporte, resposta da demanda etc. A linha divisória entre produtor e consumidor irá ficar mais tênue (o assim chamado prosumidor). Isso irá alterar a estrutura e funcionamento do mercado. O número de agentes e de transações crescerá exponencialmente, sendo que as operações serão provavelmente liquidadas de forma mais descentralizada. Caberá à CCEE rever seu papel neste ambiente em mutação, identificar seus nichos potenciais, pontos fortes e fracos, para garantir seus relevantes serviços ao setor de energia no Brasil, assim como tem feito com desenvoltura nos últimos 20 anos.



Sergio Souza (Pexels)

A linha divisória entre produtor e consumidor irá ficar mais tênue, o que irá alterar a estrutura e funcionamento do mercado

VENCENDO A CRISE DE ENERGIA



Pedro Parente

foi ministro da Casa Civil e chefe da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), criada durante o racionamento de 2001

Coordenar a gestão da crise de suprimento de energia foi, sem dúvida, umas das maiores responsabilidades da minha vida. A severidade dos impactos para a população e para a economia transformou o assunto numa crise de grande magnitude, e uma comunicação clara, honesta e transparente com a sociedade foi essencial no enfrentamento do problema. Essa foi a nossa primeira e principal preocupação quando a Câmara de Gestão da Crise foi criada. Era essencial mostrar à população a gravidade do problema e buscar a colaboração de todos. Considerando que ainda hoje a experiência brasileira é considerada um caso de referência no setor, acredito que o trabalho conjunto do time foi bastante bem-sucedido.

Na GCE os representantes de todas as agências do governo e especialistas externos trabalharam em conjunto, sem títulos ou funções. A dedicação, competência e diversidade de conhecimento dos participantes foram essenciais para a agilidade e eficácia

das decisões. O apoio do Congresso também foi fundamental ao aprovar a legislação que dava poderes e independência à GCE. A lógica de gestão que nos guiou foi a de que todos deveriam fazer parte do processo de discussão, de tal forma que as decisões da Câmara seriam terminativas e, uma vez tomadas, seriam implementadas com rapidez.

A decisão mais crucial durante toda a crise energética de 2001 foi estabelecer cotas de 80% do consumo do ano anterior para todos os segmentos de consumidores. Esse sistema era menos invasivo e mais flexível do que o padrão internacional de corte de carga rotativo. No entanto, nunca havia sido adotado porque dependia totalmente da cooperação e confiança dos consumidores. A resposta positiva da sociedade foi excepcional, e as cotas viraram referência mundial para gestão de crises de energia. Em vários momentos pudemos ver como a população se engajou, com famílias e empresas consumindo muito abaixo da cota estabelecida. Outra aposta bem-sucedida foi permitir a transferência de cotas entre consumidores industriais e comerciais, o que aumentou a eficácia das alocações. O mercado criado por meio deste mecanismo ajudou a consolidar o estabelecimento da etapa de comercialização livre no mercado de energia elétrica no Brasil.

A gestão do racionamento criou vários desafios de regulamentação para a GCE. Por exemplo, tínhamos que decidir sobre cotas para novas residências ou famílias que aumentavam etc. Isto era feito quase em tempo real nas reuniões: os participantes convergiam em uma decisão técnica, que já era redigida em forma de decreto ou resolução. Outro procedimento para agilizar as decisões foi evitar muitas discussões técnicas durante a reunião: participantes que discordavam tinham como “dever de casa” trazer uma solução de consenso na reunião seguinte. Apesar da grande carga de trabalho e de calor, pois o Palácio do Planalto, onde a GCE se reunia, também cumpria as cotas, o espírito de colaboração dos participantes foi extraordinário.

Em paralelo à gestão da crise, uma equipe independente, liderada por Jerson Kelman, investigou em profundidade as causas do racionamento. O relatório recebeu elogios até da oposição por sua análise objetiva e quantitativa, incluindo críticas claras a decisões do governo.

Uma das conclusões mais importantes do relatório Kelman foi que, embora o racionamento não tivesse sido diretamente causado pela reforma do modelo setorial nos anos anteriores – o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasil (Re-Seb) –, havia fragilidades de concepção e implementação neste novo modelo que poderiam levar a crises de suprimento no futuro. Isto motivou a última atividade da gestão da crise, conhecida como revitalização. O objetivo desta atividade, que começou no fim do racionamento em 2002, era criar um conjunto de propostas de aperfeiçoamento do modelo setorial que garantisse uma expansão confiável e econômica da oferta de energia. Um dos aspectos mais importantes da revitalização foi a participação ampla dos agentes do setor nas discussões das diversas propostas. De uma maneira resumida, as equipes técnicas preparavam análises aprofundadas sobre diversos tópicos, apelidadas de “Relatórios de Progresso”. Estas análises serviam de ponto de partida para as contribuições dos agentes, que eram consolidadas em propostas específicas de aperfeiçoamento.

Em resumo, a transparência na comunicação e a confiança na sociedade, a colaboração entre equipes de governo e especialistas externos, a transparência na análise dos erros cometidos e o uso da inteligência coletiva do setor elétrico foram os elementos fundamentais na superação de um período muito difícil para o País. Sinto-me grato por ter podido contribuir para este processo. O racionamento, seus desdobramentos e seus aprendizados são um dos episódios relatados nesse livro, que retrata os últimos 20 anos do mercado de energia elétrica no Brasil. Busca-se reconstruir essa história com base em reportagens e artigos de personalidades que vivenciaram momentos importantes. O objetivo é contribuir

para o debate dos desafios e oportunidades que o setor tem pela frente. Com diálogo, transparência e esforço de todos, o setor elétrico poderá continuar contribuindo para o crescimento da economia brasileira.

O MERCADO DE ENERGIA



1999

- ▶ Em 10 de fevereiro, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae) é constituída
- ▶ Em 17 de novembro, Carbocloro se torna o primeiro consumidor livre do País

2000

- ▶ Em 3 de agosto, Aneel homologa as regras do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e fixa as diretrizes para a sua implantação
- ▶ Em 1º de setembro, início das operações da Asmae

2001

- ▶ Em 20 de abril, Aneel intervém na Asmae e encerra o modelo de mercado autorregulado
- ▶ Em 1º de junho, governo federal decreta o regime de cotas de racionamento para reduzir o consumo de eletricidade em 20%, que viria ser o embrião da comercialização

2002

- ▶ Em 1º de março, governo anuncia o término do racionamento de energia elétrica
- ▶ Em 24 de abril é sancionada a Lei nº 10.433, que transforma o MAE em entidade jurídica de direito privado, atuando sob regulamentação e fiscalização da Aneel
- ▶ Em 30 de dezembro, 25 meses depois de seu lançamento, MAE realiza a primeira liquidação financeira de sua história, com a primeira tranche de liquidação, sendo a segunda tranche realizada em julho de 2003

2003

Durante o ano, MAE realiza três leilões de compra de energia e um de excedentes



2004

- ▶ Em 15 de março, por meio da Lei nº 10.848, governo institui o novo modelo do setor, com a criação da CCEE
- ▶ Em 7 de dezembro, com um aparato de segurança inédito, CCEE realiza o megaleilão de energia existente, que marca o início do chamado Novo Modelo do setor, ao contratar 17 mil MW médios



2005

- ▶ Em 16 de dezembro, no Rio de Janeiro, CCEE realiza o primeiro leilão para viabilizar a construção de usinas de geração dentro do novo marco regulatório do setor elétrico

2006

CCEE implementa infraestrutura para realização de leilões via internet; número de agentes associados passa de 470 para 826 em 12 meses – uma elevação de 25%

2007

- ▶ Em dezembro, é realizado o leilão de comercialização da usina de Santo Antônio, em Rondônia, com potência instalada de 3.568 MW, que representa a retomada de projetos hidrelétricos na região Norte
- ▶ Aneel regulamenta uma nova classe na comercialização: o consumidor especial

2008

Criação da Energia de Reserva, com primeiro leilão de energia de biomassa



Realizado o leilão da usina de Jirau, no rio Madeira, em Rondônia, com capacidade de 3.750 MW

CCEE promove workshop internacional sobre formação de preço de energia elétrica no mercado de curto prazo

2009

- ▶ CCEE realiza primeiro leilão voltado exclusivamente à contratação de usinas eólicas

2010

- ▶ É realizado o leilão da usina hidrelétrica de Belo Monte, uma das maiores do mundo, com capacidade instalada de 11.233,1 MW
- ▶ Rondônia e Acre passam a integrar o Sistema Interligado Nacional
- ▶ Realiza-se a maior contratação de energia oriunda de fontes alternativas via leilões: 89 empreendimentos com 2,8 mil MW de potência

2011

- ▶ Consumidores especiais ultrapassam consumidores livres cadastrados na CCEE, totalizando 587 associados: a classe mais numerosa da comercialização
- ▶ A CCEE é anfitriã da reunião anual da Association of Power Exchanges (APEX), que realiza seu evento pela primeira vez no Brasil

2012

- ▶ CCEE ultrapassa marca de dois mil associados e termina dezembro com 2.300 empresas em seu quadro de agentes, alta de 40% em relação a 2011
- ▶ Entrada em operação do novo sistema de contabilização e liquidação do mercado, o CliqCCEE, que reduz processamento das contabilizações de 40 para 2,5 horas



2013

- ▶ Mercado brasileiro de energia elétrica passa a contar com nova metodologia de garantias financeiras para o Mercado de Curto Prazo (MCP)
- ▶ Em janeiro, a Lei nº 12.783 amplia atribuições da CCEE, encarregando-a da liquidação financeira das usinas Angra I e II e das hidrelétricas que tiveram sua concessão renovada
- ▶ Manaus é integrada ao Sistema Interligado Nacional

2014

- ▶ Em abril, é lançado o Decreto nº 8.221, que atribui à CCEE a gestão da Conta-ACR, criada para cobrir despesas das distribuidoras decorrentes de exposição involuntária no MCP

2015

- ▶ Amapá é conectado ao Sistema Interligado Nacional
- ▶ CCEE começa o ano com outra nova atribuição: a criação e gestão da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras)
- ▶ Criação da figura do comercializador varejista, com regulamentação pela Aneel
- ▶ Entra em vigor a Resolução nº 688, que flexibiliza o ponto de medição para os consumidores especiais
- ▶ Em dezembro é sancionada a Lei nº 13.203, que trata da reapetuação do risco hidrológico das geradoras

2016

- ▶ Em março, entra em vigor a Resolução nº 759, que simplifica a medição para os consumidores livres; CCEE bate a marca de mais de sete mil pontos de medição beneficiados com a flexibilização.
- ▶ Em maio, CCEE torna-se responsável pela gestão e operação das contas setoriais (CDE, CCC e RGE), em atendimento à Lei nº 13.360, de 2016
- ▶ Em julho, governo lança a Consulta Pública nº 33 para discutir aperfeiçoamentos no modelo
- ▶ CCEE supera a marca de 10 mil pontos de medição associados ao Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE)
- ▶ Em busca de redução de custo, 2.303 empresas migram para o mercado livre de energia; número de pedidos de adesão de consumidores aumenta 25 vezes na comparação com 2015
- ▶ O governo federal divulga a Consulta Pública nº 21 para avaliar o mercado livre e o potencial de expansão do segmento

2017

- ▶ CCEE avança nos estudos para implantação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD Horário, em base diária, disponibilizando simulações ao mercado (operação sombra)
- ▶ Em maio, é instalada no Congresso comissão especial para analisar o Projeto de Lei nº 1917, que trata da ampliação do mercado livre

2018

1999

1999

Em 1º de janeiro, FHC assume segundo mandato presidencial

1999

Constituição da Asmae em 10 de fevereiro

1999

Carbochloro se torna a primeira consumidora livre de energia do País em novembro; seguida pouco depois pela Volkswagen

2000

Em 29 de fevereiro, são aprovadas as normas que iriam reger o Mercado Atacadista

2000

Em 3 de agosto, a Aneel publica a Resolução nº 290 com as regras do mercado e as diretrizes para a sua implantação gradual

2000

Em 1º de setembro, a Asmae inicia os registros de contratos e a contabilização das operações

2000

Em setembro, mesmo mês do início de suas operações, o mercado tem suas liquidações travadas por disputas comerciais

2000

ABERTURA E NASCIMENTO DO MERCADO

A reforma e os novos paradigmas
Primeiros consumidores livres
O Mercado Atacadista de Energia

Artigos Assinados

ABERTURA AO CAPITAL PRIVADO

Peter Greiner

ESTABILIDADE E SEGURANÇA JURÍDICAS
PARA ATRAÇÃO DE INVESTIMENTO

David A. M. Waltenberg

A GOVERNANÇA NO INÍCIO DO MAE

Eduardo José Bernini

PRIMEIROS DESAFIOS DA REGULAÇÃO

José Mário Miranda Abdo



ABERTURA E NASCIMENTO DO MERCADO

A REFORMA E OS NOVOS PARADIGMAS

O ano de 1999 foi marcante para a história do setor elétrico, ao representar o nascimento do mercado de energia elétrica no Brasil, com a constituição da Administradora do Mercado de Energia (Asmae) em 10 de fevereiro e o surgimento, em novembro, dos dois primeiros consumidores livres no País: Carbocloro e Volkswagen. A competição no mercado saía do papel quatro anos depois da sanção da Lei nº 9.074, de 1995, que criou o consumidor livre e o produtor independente.

A reeleição do presidente Fernando Henrique Cardoso com 53,1% dos votos válidos no primeiro turno fez com que prosseguisse a abertura do setor. Com base em um relatório da consultoria Coopers&Lybrand, conhecido como Projeto Re-seb, o governo lançou uma série de leis com o intuito de atrair o capital privado para apoiar a expansão da oferta de energia e incentivar o mercado livre de modo a aumentar a competitividade da indústria e comércio.

O Estado deixava de ser empreendedor para se tornar regulador e o monopólio era quebrado com a instituição do produtor independente de energia, do comercializador, do consumidor livre e de um mercado em que se poderiam negociar excedentes de energia. “A constatação era simples: não havia dinheiro para o Estado expandir o sistema elétrico. Era preciso uma reforma. O início da privatização de unidades e empresas de geração exigia a imediata criação de um Mercado Atacadista

de Energia como ambiente para a negociação e liquidação dos contratos bilaterais de energia”, disse Peter Greiner¹, secretário de Energia entre 1995 e março de 1999.

O primeiro passo da reforma se deu, em dezembro de 1997, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), cuja missão era regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; fiscalizar as concessões; estabelecer tarifas; e promover a outorga e permissão de serviços da área. O segundo passo foi dado em maio de 1998, com a publicação da Lei nº 9.648, que reformou a estrutura do setor, confirmando que o capital privado seria o principal investidor do segmento. Estabeleceu-se que a União concederia a construção e operação de usinas de energia e de instalações de transmissão em leilões. Criou-se o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Iniciou-se a desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição. Os agentes que passaram a atuar no mercado livre tiveram assegurado o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição.

A lei fixou critérios de migração para o mercado livre. Estabeleceram-se dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. O primeiro composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV. Também podiam ser livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 7 de julho de 1995 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podiam comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia².

Lançaram-se as bases de um mercado de curto prazo regulado pelos próprios agentes do setor, que ganhou o nome de Mercado Atacadista de Energia (MAE) e substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento. Em paralelo,

¹ Depoimento ao livro

² Desde janeiro de 2019, basta possuir carga maior ou igual a 3.000 kW para se tornar consumidor livre, independentemente da carga. Em dezembro de 2018, o governo publicou a Portaria nº 514 que estabelece que a partir de 1º de julho de 2019 os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, sob qualquer tensão, poderão comprar livremente sua energia. A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW usufruirão da mesma liberdade.

firmou-se a exigência de que distribuidoras e geradoras celebrariam contratos de fornecimento de energia iniciais, ou Contratos Iniciais, geralmente compromissos de *take or pay* a preços e volumes aprovados pela Aneel. A principal finalidade desses contratos era assegurar às distribuidoras acesso a fornecimento de energia estável a preços que garantissem taxa fixa de retorno às geradoras durante o período de transição, entre 1999 e 2005, levando a um mercado livre e competitivo. Para isso, a contratação deixaria de ser 100% firmada em contratos e seria liberada gradualmente.

Decidiu-se ainda que os montantes contratados de 2002 seriam iguais aos do ano anterior e 25% desse valor passaria a ser liberado anualmente a partir de 2003 para livre contratação bilateral entre os agentes. Já os volumes de energia que não estivessem respaldados por esses contratos iniciais estavam sujeitos às oscilações de preços do MAE.



Fernando Henrique Cardoso assinou, em agosto de 1998, o acordo do mercado, que tinha como um de seus objetivos a negociação de sobras de contratos

A Resolução Aneel nº 249, de 1998, estipulava que “do montante de energia comercializado pelos agentes participantes do Mercado Atacadista com consumidores finais pelo menos

85% deveriam estar cobertos por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração fosse no mínimo de dois anos”, evitando estratégias comerciais de especulação. A legislação ainda deu partida para a criação do segmento de comercialização, ao conceder autorização ao comercializador de vender energia elétrica a consumidores finais e negociar sobras no MAE.

Nesse ambiente de mudanças, em julho de 1998, a primeira comercializadora do País, a Tradener, abriu suas portas, em Curitiba, no Paraná, com o objetivo de atuar no novo desenho do setor elétrico e convencer empresas a migrarem para o mercado livre. Em 1999, anunciou os dois primeiros contratos entre consumidores livres e comercializadoras de energia elétrica.

PRIMEIROS CONSUMIDORES LIVRES

No início de 1999, a Carbocloro resolveu estudar a opção de migrar sua unidade de produção química em Cubatão, litoral paulista, do mercado cativo para o ambiente livre. A empresa, atendida pela distribuidora Bandeirante e cujo consumo equivalia ao da cidade de Santos (SP), decidiu apostar nesse caminho para reduzir o custo do principal insumo, cujo peso nas suas contas chegava a 40% e somava naquela época cerca de R\$ 60 milhões.

“Fomos as cobaias. Não tínhamos conhecimento algum de como fazer isso. Tivemos de inventar todo o caminho. Regulação até havia, mas era um mercado fechado, hermético. Eu lembro de falar para as pessoas que iria comprar energia de outro fornecedor e elas não conseguiam entender como eu faria isso. Não havia essa mentalidade. Esse foi o primeiro grande conceito que tivemos de mudar. E os fornecedores também estavam acostumados com o monopólio. Semear essa nova cultura foi difícil, mas interessante”, lembrou o então vice-presidente da

empresa, Mario Cilento, em entrevista à revista Brasil Energia de agosto de 2010.

“Ninguém sabia direito o que fazer com aquele contrato, pois tudo era novidade: o mercado livre, o consumidor livre, o MAE, a própria Bandeirante, a Aneel, a Copel. Em alguns momentos, nós, da Tradener, pensávamos em desistir de tudo aquilo, pois era uma burocracia infernal, que não chegava em lugar nenhum”, afirmou o presidente da Tradener, Walfrido Ávila³.

Foram seis meses de negociações envolvendo viagens entre São Paulo, Cubatão, Brasília e Curitiba, sede da comercializadora Tradener e da Copel, concessionária que poderia fornecer energia à empresa de soda-cloro. O acordo inédito deixou algumas distribuidoras preocupadas em perder mercado, o que levou agentes a questionarem a decisão na Aneel. “A liberação do consumidor não foi automática nem pacífica. Instaurou-se um processo de mediação administrativa na Aneel, que, sem obter consenso entre os envolvidos, remeteu a decisão para uma reunião conjunta dos agentes, diretor-ouvidor e o diretor-geral. Nesse dia, houve a decisão histórica a favor do mercado livre”, relembrou o primeiro diretor-geral da agência reguladora, José Mario Miranda Abdo.⁴

A negociação finalmente foi concluída em 17 de novembro de 1999, quando a Carbocloro anunciou que tinha fechado acordo de cinco anos para fornecer 55 MW no horário de ponta e 92 MW no restante do dia com a paranaense Copel, que expandia suas fronteiras e forneceria energia para a unidade da empresa em Cubatão. Poucos dias depois, o segundo contrato do mercado livre no Brasil foi assinado: a Volkswagen passou a comprar 18 MW da Copel por cinco anos para sua unidade de Taubaté, em São Paulo.

Os primeiros contratos fomentaram a discussão sobre uma maior abertura do mercado livre. Qualquer ampliação dos limites ficaria a cargo da Aneel, que definiria a partir de audiência pública as próximas reduções. “A expectativa é de que, em 2005, todos os consumidores estejam na condição de livres, inclusive os residenciais”, relatou o engenheiro Eduardo Matsudo em

³ Depoimento ao livro

⁴ Depoimento ao livro

sua tese de mestrado defendida na Universidade de São Paulo, em maio de 2001, um mês antes do racionamento. Somada à vitória do presidente Luiz Inácio Lula da Silva na eleição de 2002, a escassez culminou em novas rotas que modificariam a pretendida abertura, que até 2019 nunca chegou à baixa tensão.

O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

O MAE começou a sair do papel em janeiro de 1999, com a Resolução Aneel nº 18, que determinou que o mercado seria autorregulado, ou seja, as normas de seu funcionamento teriam que ser discutidas e aprovadas pelos seus próprios agentes: geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres de energia elétrica. Em 10 de fevereiro, no coração de São Paulo, no Hotel Intercontinental na Alameda Santos, os representantes das empresas participantes do mercado se reuniram para em ata criar a Asmae e nomear os conselheiros, cuja missão era colocar em prática o MAE.

Foram criados grupos de trabalho que reuniram executivos de empresas, consultores de mercado e técnicos do setor. Havia muito trabalho a fazer. A Asmae produziu quatro calhamaços de explicações e equações algébricas divididos em quatro volumes: Visão Geral, Descritivo das Regras, Regras Algébricas e Fluxograma. Desenvolveram ainda um CD interativo, que projetava o funcionamento comercial e de formação de preços no mercado livre. As jornadas de trabalho eram longas, muitas vezes funcionários e representantes das empresas deixavam o escritório à meia noite. “Os embates entre os agentes eram grandes”, lembrou o ex-conselheiro da CCEE, Leonardo Calabró, que trabalhou na criação da Asmae⁵. “As decisões eram complexas e havia choques de interesses entre os geradores”, recordou-se o então presidente do ONS, Mario Santos⁶.

⁵ Depoimento concedido ao projeto 15 anos da CCEE

⁶ Depoimento concedido ao projeto 15 anos da CCEE

Em 3 de agosto de 2000, a Aneel publicou a Resolução nº 290, em que homologava as regras do MAE e fixava as diretrizes para a sua implantação gradual. Foram definidas três etapas: a primeira com início em 1º de setembro de 2000; a segunda com início em julho de 2001 e a terceira em 1º de janeiro de 2002. A primeira se caracterizava pela definição no âmbito do MAE dos preços *ex-ante* de energia em base mensal, podendo passar a semanal. A segunda consistia no início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados *ex-ante* e *ex-post*, em base semanal. Já a terceira se dava pela definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização.

Em 1º de setembro de 2000, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia iniciou sua operação, com registros de contratos, contabilização e liquidação dos acordos firmados desde julho 1999, quando entrou em vigor a Resolução nº 222 da Aneel, determinando que, a partir daquele momento até que o Acordo do Mercado fosse firmado, os agentes teriam de comprar no mercado de curto prazo energia de projetos que não iriam entrar no prazo inicialmente previsto.

Mal se apagaram as luzes da grande festa, realizada no Espaço Rosa Rosarum, na zona oeste de São Paulo, com a presença do então governador Mario Covas, que marcou a inauguração oficial do mercado, e menos de duas semanas depois, um episódio envolvendo empresas do governo federal acendeu um sinal amarelo sobre o funcionamento do mercado. Em 13 de setembro de 2000, o jornal A Gazeta Mercantil publicou matéria na primeira página com o título “Furnas não paga e lança incerteza sobre o MAE”.

A jornalista Maria Angela Jabur relatava que “as empresas não têm certeza de que receberão a maior parte dos R\$ 670 milhões correspondentes aos negócios fechados entre julho de 1999 e julho de 2000, quando o mercado era regido por regras definidas pelo governo federal. Do total, R\$ 379 milhões



Inaugurado em setembro de 2000, com a presença do então governador paulista, Mario Covas, o MAE foi concebido para ser autorregulado pelos agentes

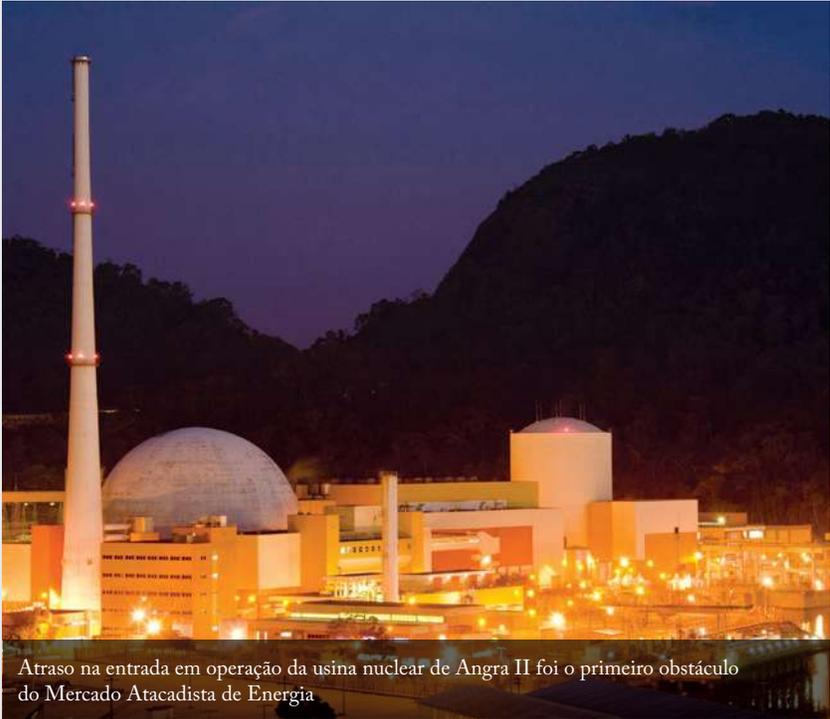
vencem no dia 18, e a maior parte corresponde a compromissos contraídos por Furnas. Como outros R\$ 175 milhões devidos pela estatal desde o segundo semestre de 1999 ainda não foram pagos, os participantes têm dúvidas se irão receber os recursos. ‘A empresa nem reconhece os débitos em atraso’, diz André Teixeira, vice-presidente da Coelba. Um exemplo concreto da insegurança do mercado foi o comunicado que a distribuidora Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) enviou aos parceiros, informando que deduzirá das faturas a pagar os créditos em atraso não recebidos.”

Furnas respondeu à matéria com anúncio nos maiores jornais do País um dia depois, em 14 de setembro, informando que a questão se referia ao atraso na usina nuclear de Angra II, prevista para entrar em operação em setembro de 1999. Por conta desse fato, a geradora teve de comprar energia que deixou de ser gerada no mercado de curto prazo. O débito estava em R\$ 670 milhões. Para Furnas, a dívida não se aplicava. “Em todos os países do mundo onde há produção de energia elétrica proveniente de centrais nucleares prevalece a preocupação óbvia de se dar tratamento diferenciado a esta fonte, por suas características

únicas e por estar sujeita às determinações de órgãos licenciadores com controle internacional. No Brasil, apesar de a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, dispor que a comercialização da energia elétrica gerada pela Itaipu Binacional e pela Eletronuclear (energia de Angra) teria tratamento diferenciado, as regras transitórias do mercado não estabeleceram nenhuma diferenciação.”

O problema ocorreu ainda dentro da vigência da Resolução nº 222, da Aneel, porém foi o suficiente para deixar o setor atônito. Em novembro começaram a vencer as primeiras faturas de negócios, envolvendo toda uma retaguarda financeira garantida por bancos, mas as operações de liquidação ficaram paralisadas diante do imbróglio e de um sistema frágil de garantias e penalidades.

“Entre os anos de 1998 a 2000, os agentes trabalharam na elaboração das regras e procedimentos, mas não conseguiram chegar a um acordo sobre (i) o sistema de garantias para as transações realizadas no mercado *spot*, (ii) as penalidades que deveriam ser aplicadas e (iii) a adoção da arbitragem como mecanismo de solução de controvérsia. Ainda assim, em 03/08/2000, a Aneel homologou regras e procedimentos gerais que governariam o mercado atacadista de energia elétrica, que então iniciou suas atividades no mês de setembro de 2000”, destacaram Gerusa Magalhães e Virginia Parente, em artigo sobre os dez anos do mercado publicado em 2009 na revista da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE). O destravamento da liquidação só ocorreu em dezembro de 2002, após o racionamento de energia e o acordo financeiro para reequilíbrio do setor após a crise energética.



Furnas

Atraso na entrada em operação da usina nuclear de Angra II foi o primeiro obstáculo do Mercado Atacadista de Energia

ARTIGO

ABERTURA AO CAPITAL PRIVADO



Peter Greiner

*foi secretário
de Energia entre
janeiro de 1995
e março de 1999*

Ainda que afastado desde 1999 do setor elétrico, considero-me obrigado a atender ao convite para contribuir com um artigo dos 20 anos da CCEE, em homenagem a tantos técnicos que colaboraram na reforma do setor elétrico. Um relato objetivo e factual sobre o que se convencionou chamar de Re-Seb e seus bastidores poderá ter utilidade para a organização de mudanças que se façam necessárias no futuro, sejam provocadas por evoluções tecnológicas da indústria, seja por disfunções que se incorporem ao longo do tempo, eventualmente causadas pelo comprometimento de princípios da proposta do Re-Seb, ao ser esta descontinuada quando apenas atingira seu *point of no return* em 26 de agosto de 1998 quando se assinou o Acordo do Mercado, em cerimônia no Palácio do Planalto.

Em 1994, o BNDES modelava as privatizações da Light Rio e da Escelsa, subsidiárias de distribuição da Eletrobras. Junto fora contratada a elaboração de um modelo setorial, que, mal foi

apresentado na Comissão Interministerial de Desestatização, foi retirado da pauta. Em fevereiro de 1995 foi aprovada a Lei nº 8.987, fixando a licitação de serviços públicos, inadequada para alguns setores, uma vez que obrigava no prazo irrealista de 180 dias a licitação de cerca de quatro mil concessões. Mais relevante: não se dispunha de indicações sobre a organização e funcionamento do mercado nas novas condições.

O ministro de Minas e Energia, Raimundo Brito, submeteu à Comissão de Desestatização vários organogramas para a Eletrobras, sinalizando sua inclusão na privatização. Exigiu, entretanto, a elaboração de um estudo, submetido a uma comissão de seis membros de vários órgãos do governo, cuja coordenação caberia a mim. Infelizmente, o arranjo não foi exitoso, em razão de impasses. Acordou-se em solicitar a preparação de relatórios institucionais das empresas da Eletrobras, enquanto eu e o seu presidente trocaríamos minutas sobre temas básicos sugeridos por mim. Bastaram as duas primeiras minutas para mostrar a inviabilidade de um mínimo de consenso.

Apressei-me em ligar para o presidente da Eletrobras, Mário Santos, sugerindo-lhe cessar a leitura das minutas trocadas, para não agravar o clima de divergências recíprocas. Sugeri a ele que o sucesso da comissão formada pelo ministro Raimundo Brito seria a única e última chance do setor de conduzir a sua própria reforma e reestruturação, garantindo que fossem contempladas suas características, técnicas e experiências. Louve-se a coragem de Mário Santos ao se dispor a trabalhar com o secretário de Energia, cujas ideias eram por demais conhecidas e rejeitadas no âmbito da empresa por ele presidida.

Acordamos preparar um relatório gerencial a partir de um esboço elaborado a quatro mãos, e depois consolidado pela secretaria de Energia, compreendendo um diagnóstico, pontos de consenso e de divergências, princípios a serem atendidos por um novo modelo setorial, questões-chave a serem abordadas e a necessidade da contratação de consultoria internacional e sua operacionalização

trabalhando em conjunto com os técnicos do setor.

O relatório gerencial revelou-se um “ovo de Colombo”, pois sua estrutura e conteúdo constituíam praticamente um “termo de referência”, já definindo a forma e organização dos trabalhos com uma consultoria internacional em conjunto com técnicos do setor. A participação das equipes de técnicos seria fundamental, dando absoluta transparência ao processo, internalizando e ajustando as tendências modernas da indústria elétrica ao Brasil e promovendo a cultura e a atualização da visão e mentalidade de influentes quadros do setor, antes fechados sobre si.

O contrato com a consultoria inglesa Coopers&Lybrand foi firmado em 31 de julho de 1996, com as seguintes peculiaridades: condução dos trabalhos pela Secretaria de Energia, sediando e centralizando-os em Brasília, coparticipação da Eletrobras, como gerente de administração do contrato e a obrigação de participação ativa de equipes de técnicos do setor sob a condução de um gerente que se reportaria à Secretaria.

De início, o Re-Seb foi recebido com frieza e descrédito, alimentados por resistências corporativas e pela memória do fracasso de tentativas anteriores. Quem fosse a favor da abertura do setor à competição era visto como traidor; havia uma multiplicidade de interesses em jogo. A Secretaria de Energia de São Paulo, além de cercear a participação de técnicos de suas concessionárias, parecia querer disputar a liderança da reforma com a área federal, apressando-se a questionar, em carta ao ministro, alguns pontos ao mesmo tempo em que solicitava a postergação do cronograma dos trabalhos.

A crítica mais ferina era verbalizada pelo mote de que “se estaria importando o modelo inglês”, em clara contraposição ao estipulado nas condições do contrato e na metodologia que impunha a interação com os técnicos. Era clara a determinação da Secretaria de Energia de que o modelo seria elaborado com os consultores e não por eles.

Compreendia-se que a crise do setor tornara inevitável

sua reforma, contemplando inclusive sua privatização, parcial ou total, num regime de competição, todavia bastante complexa pela presença predominante da geração hidráulica. A privatização em curso da Escelsa e da Light Rio era vista como estopim do processo, iniciando-se na linha da menor resistência, pois as distribuidoras não se inseriam no foco da Eletrobras. Estas privatizações iniciais serviriam de referência aos estados detentores de distribuidoras próprias, vinculando, quando fosse o caso, a privatizações como condição e garantia na renegociação de suas dívidas com a União.

Mais do que os outros setores do governo, o Ministério percebeu urgência da concepção e implementação de um modelo compreensivo de institucionalização do setor e de funcionamento do mercado como condição necessária para viabilizar, a tempo, o posterior início das privatizações de unidades e empresas de geração. Era também a única forma de viabilizar investimentos e assegurar confiabilidade e segurança aos investidores.

Não bastava contratar uma consultoria. Era imprescindível assegurar que os consultores adquirissem uma visão compreensiva das características e problemas do setor e que representantes deste exercessem uma crítica efetiva e construtiva sobre os trabalhos para garantir uma proposta ajustada à realidade do País. Para a condução desse processo, foi contratado Lindolfo Ernesto Paixão.

A adoção do Re-Seb, paradigma de sucesso na construção participativa e democrática de um modelo setorial complexo, na presença de ambiente de descrédito e forte oposição, revela várias lições. Deveu-se não só a um termo de referência adequado e consultoria competente, mas também a dois anos de intensos trabalhos sob a dinâmica e disciplinadora liderança de Lindolfo Paixão. Entre julho de 1996 e dezembro de 1997, foram realizadas 18 plenárias. Em dezembro de 1997 foram apresentados o diagnóstico e um relatório chamado de “Opções Iniciais”. Em 19 de março de 1997 foi realizada uma reunião de trabalho com mais de 600 pessoas, para a sociedade ter conhecimento dele. O processo e a metodologia participativos permitiram incorporar

experiências e tendências internacionais e sua adequação às condições do País, deflagrando uma verdadeira revolução cultural no setor. A fase conclusiva dos trabalhos, desenvolvida no segundo semestre de 1997, compreendia a elaboração de um plano de implementação, documentos regulatórios, instrumentos contratuais e estatutos organizacionais, dos quais participaram representantes da Aneel, BNDES e a assessoria jurídica do Ministério de Minas e Energia.

O início da privatização de unidades e empresas de geração exigia a imediata criação do MAE. Em novembro de 1997, quando estava em pauta a preparação de um anteprojeto de Lei para a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), foi aventada a exclusão do Mercado Atacadista, provocando carta de protesto do vice-presidente do BNDES à Secretaria de Energia, na qual ele dizia que “a constituição do MAE não deveria ser postergada, sob pena de gerar incertezas, cujos impactos sobre o processo de privatização não podem ser minimizados”.

A partir de novembro de 1997, as pressões de governo para a implementação das mudanças se avolumaram, particularmente pelo BNDES empenhado em viabilizar as privatizações, tornando os trabalhos bastante demandantes e agitados, a ponto de obrigar a transformação do Projeto de Lei elaborado para a constituição do Mercado Atacadista de Energia e a criação do ONS e da Asmae na Medida Provisória nº 1531. Tão debatida, ela teve 16 edições até ser editada em 5 de março de 1998, tendo eu convencido o ministro na undécima hora a manter o Operador Nacional do Sistema Elétrico como órgão independente. Seguiu-se a regulamentação do MAE por Decreto em 2 de junho daquele ano.

Após dois anos se esgotava o prazo estipulado para a consultoria, praticamente concluídos todos relatórios previstos, apresentados, discutidos à exaustão e revistos. Em 17 de julho, a Aneel, com base na documentação preparada pela Re-Seb, promoveu a Consulta Pública nº 04 sobre o Acordo de Mercado,

seu Conselho Diretor e o Estatuto do ONS, emitindo oito resoluções como suporte ao novo modelo setorial.

Em 26 de agosto, realizou-se a assinatura do Acordo do Mercado no Palácio do Planalto e, depois, no auditório do Ministério, procedeu-se à instalação do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Era o *point of no return* do novo modelo. Com uma ponta de satisfação, aceitamos o pedido das empresas estaduais de São Paulo de firmar o acordo longe da vista dos presentes.

É lógico, e a experiência confirma, que o sucesso de qualquer novo modelo ou plano depende mais de seu processo de implementação do que do grau de excelência da proposta, já que esta pode ser comprometida por uma má execução, enquanto a implantação bem conduzida pode corrigir imperfeições, levando ao sucesso da empreitada.

A Secretaria de Energia conseguiu do Bird a disposição para um financiamento de US\$ 500 milhões para o setor: US\$ 30 milhões para a estruturação e capacitação da Secretaria e cobertura de consultorias complementares na implantação; US\$ 120 milhões para a instalação e desenvolvimento do ONS e da Asmae; US\$ 350 milhões para financiar, com aportes da Eletrobras, investimentos de US\$ 1 bilhão em transmissão. Assim se garantiriam recursos e apoio para completar a implantação do novo modelo. O ministro Raimundo Brito optou por deixar a assinatura para a nova administração que viria com a eleição de 1998.

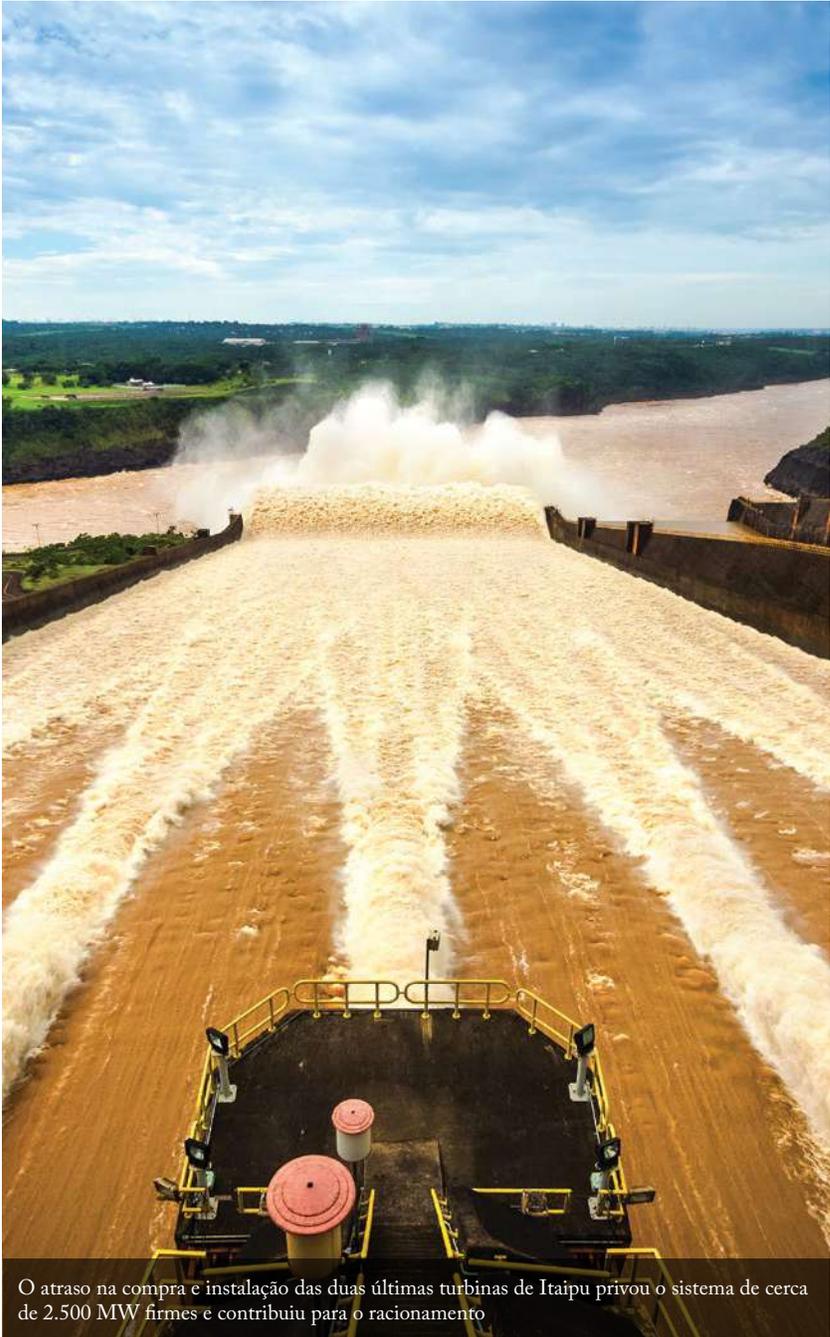
As informações sobre a reforma e o acordo para o financiamento foram dispensadas pela nova administração do MME, que alegou que “o Ministério tinha que parar de estudar e aprender a alardear”. Sem sinalização quanto à continuidade dos trabalhos, solicitei minha exoneração em março de 1999. Em 2001, embora afastado do setor, fui convidado pelas Comissões instituídas pela Presidência da República e pelo Senado para a avaliação das causas da crise de 2001. Depois fui inquirido por três

procuradores do Ministério Público Federal. A essência do que expus mostra que a reforma em nada contribuiu para aquela crise.

A causa primária foi a severa e prolongada estiagem, mas outros motivos contribuíram. Primeiro, houve uma séria agressão à independência e autonomia dos gestores do sistema, obrigados a se curvar à pressão ministerial, não adotando restrição preventiva e tolerável do consumo diante do risco superior a 15% de falta de geração. Apostou-se na probabilidade de 85% de não haver déficit de energia!

Isso se aliou à falta de uma ação enérgica sobre alguns empreendimentos em atraso, como Angra II e a hidrelétrica de Porto Primavera, então concluídas e paralisadas por ingerências políticas. Ainda houve o atraso na compra e instalação das duas últimas turbinas de Itaipu, privando o sistema de cerca de 2.500 MW firmes. Sem falar das restrições em transmissão.

A reforma e o modelo cumpriram um de seus objetivos fundamentais, o da retomada dos investimentos do setor, legando uma herança bendita, comprovada pela não repetição de novas restrições nos anos subsequentes. Afastando-se e abrindo mão da firme condução da reforma, a partir de 1999, o MME permitiu a introdução de distorções de toda ordem, além de inviabilizar a planejada elaboração de um Código de Energia Elétrica.



O atraso na compra e instalação das duas últimas turbinas de Itaipu privou o sistema de cerca de 2.500 MW firmes e contribuiu para o racionamento

ARTIGO

ESTABILIDADE E SEGURANÇA JURÍDICAS PARA ATRAÇÃO DE INVESTIMENTO



David A. M. Waltenberg
foi coordenador do Grupo de Regulação do Projeto Re-Seb e consultor jurídico externo da Carbocloro nas negociações do primeiro contrato de consumidor livre celebrado no Brasil

Oportuna e conveniente a proposta de “viagem no tempo” para rememorar os fatos que levaram à criação do que é hoje a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Duas décadas depois, vivenciamos hoje circunstâncias assemelhadas, tanto no plano político, com um novo ciclo presidencial, quanto no plano setorial, em que se discutem possíveis alterações no modelo institucional do setor elétrico brasileiro, com destaque, tanto no passado como atualmente, para a liberação do mercado.

O início do segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso foi marcado pela crise decorrente da polêmica liberação cambial, com graves reflexos na economia e também no setor elétrico, por conta da “dolarização” da energia da Itaipu Binacional. Paralelamente, desde 1995 discutia-se a reestruturação do setor elétrico, desenvolvida no Projeto Re-Seb.

O objeto desta breve nota retrospectiva é relembrar as discussões do que viria a ser o embasamento jurídico-

regulatório norteador daquela reestruturação, em especial a busca pela definição de um arcabouço normativo que propiciasse a tão desejada, àquela época como hoje, segurança jurídica. Assim, convém rememorar algumas das circunstâncias que o condicionaram.

Como já tive oportunidade de expor⁷, vivíamos na primeira metade da década de 1990 os estertores do chamado “modelo estatal” do setor elétrico brasileiro, que havia sido bem-sucedido, mas a partir de determinado momento começou a apresentar sinais de fadiga, principalmente por ser dependente fortemente de recursos subsidiados, vinculados ou a fundo perdido.

Quando se reviu a concepção da atuação do Estado, motivada pelo esgotamento de sua capacidade de investimento, concluiu-se, como hoje, que a energia elétrica já não ocupava mais lugar de destaque dentre suas prioridades, centradas nas áreas sociais. Promoveu-se então a gradativa retirada dos suportes econômico-financeiros que sustentavam esse modelo, ficando evidenciado que lhe faltavam condições próprias de sustentação.

Caracterizada a crise setorial, no início de 1995 tratou-se de fazer um diagnóstico e definir as linhas mestras da reestruturação. Assim, um de seus motes foi a privatização, que deveria se dar de duas formas: mediante investimentos privados destinados à expansão da geração e da transmissão em novos projetos ou naqueles paralisados ou atrasados; ou por meio da aquisição de estatais, com o que o Poder Público obteria recursos para fazer frente ao déficit fiscal ou custear as novas áreas sociais prioritárias.

A privatização de distribuidoras estatais era condição prioritária para a atração de investimentos para o segmento de geração, já que os investidores privados teriam resistência de atuar nesta atividade, caso mantida a crônica inadimplência das distribuidoras estatais que seriam suas compradoras de energia. Por isso, o processo começou por uma distribuidora que tinha sido “federalizada”, a Escelsa, o que representou a primeira

⁷ WALTENBERG, David A. M. “O Direito da Energia e a Aneel”, in: “Direito Administrativo Econômico”. Coordenação: Carlos Ari Sundfeld. São Paulo: Malheiros. 2000, págs. 353 a 358.

privatização no setor elétrico quase 50 anos após o início de seu processo de estatização. Entendeu-se ainda conveniente estabelecer condições de competição, onde possível. Assim, as diversas atividades setoriais deveriam ser segmentadas, sendo a geração e a comercialização expostas à competição, enquanto a transmissão e a distribuição seriam dela preservadas e reguladas.

A implementação dessas e de outras diretrizes implicou ampla e profunda alteração de praticamente toda a estrutura setorial, envolvendo a redefinição das características dos diversos segmentos das atividades elétricas, de seus agentes, das respectivas formas de titulação e de atuação, de seu regime econômico-financeiro-tarifário, bem como dos órgãos responsáveis pela respectiva regulação, fiscalização, coordenação e financiamento, com a substituição de alguns e a criação de outros. Tudo isso caracterizando o terceiro grande momento de inflexão do setor elétrico brasileiro no século passado, depois da federalização, promovida na metade da década de 1930, e da estatização, estruturada a partir do final da década de 1940.

Quando se falava da necessidade de atração de investimentos para o setor elétrico, era preciso ter em conta que o segmento é de capital intensivo, com perspectiva de início do retorno dos investimentos a médio prazo e continuidade a longo prazo, de 30 a 35 anos. Ora, para atrair capitais privados, em condições financeiras tais que resultassem em custos adequados, que propiciassem a chamada “modicidade tarifária”, era preciso dar garantias de que os recursos assim investidos teriam o devido retorno.

Um dos fatores fundamentais para isso era contar com um sistema jurídico consistente, que apresentasse perspectivas de estabilidade e segurança jurídica. Era disso que se tratava quando se aludia à segurança jurídica como instrumento vital à tomada de decisão num determinado momento do tempo com relação a investimentos cujos efeitos e resultados iriam se projetar continuamente no futuro.

Confira-se a doutrina a respeito:

“Em sentido estrito, a segurança jurídica consiste na garantia de estabilidade e certeza dos negócios jurídicos, de sorte que as pessoas saibam de antemão que, uma vez envolvidas em determinada relação jurídica, esta se mantém estável, mesmo se modificar a base legal sob a qual se estabeleceu.”⁸

Essa foi a diretriz consagrada pela Lei nº 9.784, de 1999, que, ao regular o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal, explicitou a obrigatoriedade de observância pelos entes públicos federais, no seu relacionamento com os administrados, do “princípio da segurança jurídica”. Todavia, esse conceito pode variar no tempo e no espaço, assim como entre diferentes sistemas jurídicos.

Nos países que adotam o sistema jurídico anglo-saxão, da chamada *Common Law*, o regramento da convivência social é dado em boa medida pelos contratos, que funcionam como “leis entre as partes”, bem como pelos costumes consagrados pela jurisprudência – a *Case Law*. Já nos países que adotam o sistema jurídico romano, da chamada *Civil Law*, o regramento da convivência social é dado primordialmente pela lei escrita, pela codificação, caso do sistema jurídico brasileiro.

Mas, como nesse segundo sistema, a lei pode ser alterada ao longo do tempo, surgem dúvidas ou questionamentos quanto à submissão ou não de um contrato celebrado à época de vigência de uma determinada lei às mudanças acaso introduzidas pela legislação superveniente. A propósito, cabe lembrar que no Brasil vigora a diretriz constitucional de que a lei nova não pode retroagir para prejudicar um ato jurídico perfeito (art. 5º, XXXVI da Constituição Federal). Vale dizer, uma lei nova não pode retroagir para prejudicar um contrato celebrado antes do início da sua vigência. Todavia, no caso dos chamados contratos de trato sucessivo, cuja execução se projeta ao longo do tempo, admite-se a incidência da lei nova sobre os fatos ocorridos e atos

⁸ SILVA, José Afonso da. “Segurança Jurídica e Constituição”, in: “Constituição e segurança jurídica: direito adquirido, ato jurídico perfeito e coisa julgada”. 2ª ed., rev. e ampl. Belo Horizonte: Forum, 2009, pág. 17.

praticados depois do início da sua vigência, mesmo que relativos a avença pré-existente.

Quanto aos contratos administrativos celebrados por particulares com entes da administração pública, dentre os quais se incluem os contratos de concessão, é pacífico o entendimento de que o Poder Público tem a prerrogativa de alterar unilateralmente as condições contratadas, desde que motivado por interesse público devidamente justificado. Isso decorre da observância do “princípio da prevalência do interesse público sobre o interesse privado”.

Mas se assim é, quem investisse sob o manto de contratos administrativos estaria desprovido de proteção ao longo do tempo? A resposta é negativa: a segurança jurídica nesses casos era e é dada pela existência de um mecanismo específico de proteção, não das condições originalmente contratadas, mas sim da chamada “equação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato”.

Isso significa que no sistema jurídico brasileiro os contratos administrativos não são “engessados”, não são imutáveis, mas o que é imutável é a garantia dada ao particular de que o resultado econômico-financeiro do investimento que realizou, para desenvolver atividade regada por esse tipo de contrato, será preservado ao longo do tempo, não pela imutabilidade das condições contratuais, mas pela garantia do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, como originalmente delineado.

Essa foi a explicação que dei na sétima plenária do Projeto Re-Seb, em 28 e 29 de janeiro de 1997⁹, para esclarecimento aos consultores estrangeiros dessa característica do sistema jurídico brasileiro, que tem os seguintes contornos doutrinários:

“A proteção ao equilíbrio econômico-financeiro é ampla e se manifesta com respeito às seguintes diferentes situações:
a) Agravos econômicos oriundos das sobrecargas decididas pelo contratante no *uso de seu poder de alteração unilateral do contrato*, isto é, impostas ao contratante privado para

ajustar suas prestações a cambiantes exigências do interesse público (...).”¹⁰

Foi com esse pano de fundo e com esse embasamento jurídico geral que se arquitetou normativamente a reestruturação do setor elétrico brasileiro na segunda metade da década de 1990. Para tanto, foram editadas diversas leis, decretos e outros atos normativos, formando o arcabouço jurídico-normativo voltado a implantar e regular complexas inovações, tais como: concessões licitadas e contratadas; pagamento pelo uso do bem público; agência reguladora independente; Operador Nacional do Sistema Elétrico; mercado atacadista autorregulado; mercado de curto prazo; sistema de garantias; contabilização e liquidação; produtor independente; comercializador; consumidor livre; contratos iniciais; contratação bilateral e multilateral; contratação separada do fio e da energia; contratação entre partes relacionadas; constituição obrigatória de lastro parcial de compra de energia (85%); livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão; gradativa extinção de encargos setoriais.

Hoje se sabe quais dessas inovações foram exitosas e quais não, em especial sob o impacto do racionamento que se avizinhava. Mas isso é tema para os próximos capítulos. O certo é que o Projeto Re-Seb deixou valioso legado, em que se destaca, nesta oportunidade, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, sucessora e herdeira do Mercado Atacadista de Energia¹¹.

⁹ PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. “Memórias do Projeto Re-Seb”. São Paulo: Massao Ohno. 2000, pág. 100.

¹⁰ MELLO, Celso Antônio Bandeira de. “Curso de Direito Administrativo”. 30ª ed. rev. e atual. São Paulo: Malheiros. 2013, pág. 657.

¹¹ Não poderia encerrar esta breve nota sem reverenciar o saudoso e querido Lindolfo Ernesto Paixão, extraordinário engenheiro e brilhante executivo do setor elétrico brasileiro, que conduziu com maestria o Projeto Re-seb e que sempre me brindou com sua generosa amizade.

ARTIGO

A GOVERNANÇA NO INÍCIO DO MAE



**Eduardo José
Bernini**

*se tornou, em 1999,
o primeiro diretor-
-presidente da Asmae
e posteriormente
esteve à frente do
Coex e do Comae*

David Cornwell, mais conhecido pelo pseudônimo literário John Le Carré, conta uma história instigante no prefácio de seu livro de memórias como escritor e espião a serviço do MI-6 britânico durante a Guerra Fria. Adolescente, foi levado por seu pai a um estande de tiro em Monte Carlo, onde cavalheiros e esportistas aguardavam para atirar em pombos que saíam de túneis escuros em direção ao céu mediterrâneo. Aqueles que não eram mortos retornavam ao local de nascimento no telhado do cassino, onde, por armadilhas, eram reconduzidos aos mesmos túneis escuros.

Ao fim do prefácio, David Cornwell/ John Le Carré se pergunta por que essa imagem o assombra ainda hoje e deixa a seus leitores a tarefa de julgar a razão. Ao escrever este artigo de memórias, encontrei um motivo que igualmente me assombra: a memória, quando não abatida e morta, tende a retornar às origens, mas, ao fazê-la, carrega o fruto proibido da perda da inocência que nos levou pela primeira vez a enfrentar a escuridão

do túnel, tal como os pombos. Memórias tendem a criar camadas de proteção tornando-se idílicas ou excessivamente críticas.

Entre os dois extremos ditados pela emoção, a primeira vítima é a razão. Por isso, depoimentos de memorialistas devem ser lidos com alguma cautela, necessária por não haver como filtrar de forma efetiva a sucessão de fatos supervenientes que acabam por se sedimentar acima e ao lado das nossas memórias mais profundas. Como isolar o que hoje sabemos daquilo que não sabíamos quando os fatos se sucediam, muitas vezes na forma de turbilhões? Uma armadilha perigosa.

D.W. Griffith em 1915 dirigiu um clássico do cinema mudo chamado “O Nascimento de uma Nação”. À época, um grande sucesso de bilheteria, mas, ao mesmo tempo, massacrado pela crítica, dada a leitura de que fazia apologia ao racismo. Por este motivo, também gerou uma onda de protestos, a ponto de Griffith ter produzido e dirigido em 1916 “Intolerância” para tentar explicar, indiretamente, que seu clássico anterior se tratava de uma denúncia do racismo. Não conseguiu e o filme fracassou nas bilheterias.

Essa é a figura mais próxima que me ocorre ao relembrar o que se passou na criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE). A proposta originada no Projeto Re-Seb¹², elaborada por profissionais experientes e academicamente consistentes, era tecnicamente muito bem embasada e totalmente alinhada com as transformações que o setor elétrico mundial vinha experimentando desde o início dos anos 1980. Mas mostrou-se, na sua prática, vulnerável a conflitos de interesse e de “releitura” que despertaram intolerâncias variadas ditadas pela incompreensão de que o final do século XX era apenas um entreato de mudanças profundas. Hoje sabemos, mas então, não.

O Re-Seb foi o resultado de uma longa jornada. Já no fim dos anos 1970, era evidente que algo não ia bem com o setor. Como não é objeto desse artigo rememorar o histórico anterior ao Re-Seb, proponho aceitar o registro de que muitas águas

¹² PAIXÃO, Ernesto Lindolfo. “Memórias do Projeto Re-Seb: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro”. São Paulo, Massao Ono Editor, 1999.

havam passado pelos vertedouros do setor, sob a forma de crises sucessivas e paliativos que apenas circundaram o “coração da matéria”, pois os diagnósticos não legaram mudanças estruturais. Já o mundo avançava.

Do ponto de vista tecnológico, a década de 1990 não indicava nenhuma ruptura radical como a que vivemos hoje. Porém, do ponto de vista institucional e do papel dos agentes (públicos e privados) e dos atores governamentais, uma revolução estava em curso - mesmo que controversa e submetida a diferentes interpretações de acordo com os ângulos de visão que os atores dominantes (públicos) e emergentes (privados) buscavam trazer para a arena dos debates. Esta revolução incluía o questionamento da própria razão de ser da intervenção do Estado na economia como empresário. A delegação recebida pelo Mercado Atacadista de Energia e seu braço de governança, o Comitê Executivo, para “governar” a implantação das mudanças estruturais elaboradas pelo Re-Seb, refletiu e vivenciou esse embate, fortemente carregado de tinturas ideológicas.

A chave para entender esse rico momento¹³ não está na discussão árdua e complexa sobre como foi implantado, na prática, o modelo energético descentralizado, desverticalizado, inovador e disruptivo concebido pelo Re-Seb, em substituição ao modelo centralizado e piramidal, resultante de todo um processo histórico que culminou com a Lei de Itaipu em 1973. Como a Emília de Monteiro Lobato, em “A chave do tamanho”, imaginávamos que a mudança do modelo iria automaticamente diminuir os nossos problemas atávicos de desequilíbrio econômico-financeiro, de obras paralisadas e de custos em contínua espiral ascendente, abrindo-se um novo tempo de investimento, eficiência e competição saudável com preços justos e retorno aceitável em face aos riscos envolvidos.

Por tudo o que hoje se sabe da história do setor elétrico mundial, suas transformações, avanços e retrocessos, a premissa assumida pelo Re-Seb era correta. Mas o Brasil é um campo

¹³ JABUR, Maria Angela. “Racionamento: do susto à consciência”. Terra das Artes Editora, 2001.

de provas em que não basta estar correto: a resistência a mudanças é maior do que aparenta ser. Citando Gramsci, fora de contexto, “a velha ordem está morrendo, mas a nova ordem ainda não nasceu. Nesse interregno, surge uma grande diversidade de mórbidos sintomas”. Verdade seja dita, também isso não sabíamos.

Quando se alcançaram o chamado “acordo dos agentes” e a institucionalização do MAE, da Asmae e do Coex, “governança” (seja corporativa, seja pública) não era palavra de ordem. Pelo contrário, era apenas... desconhecida. O Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC) somente em 1999 deixou de ser o Instituto Brasileiro de Conselheiros de Administração (IBCA) e, no Brasil, sequer havia começado a catequese dos princípios, fundamentos e práticas da governança corporativa como um braço da ciência da administração.

Todos nós, agentes de mudança ou de resistência às mudanças, não nos dávamos conta de que o cerne da questão não estava nas discussões técnicas profundas e dialéticas que partidariavam as sessões de debate e os conchavos laterais no âmbito do Comitê Executivo, o Coex. Estava na impossibilidade factual de que se alcançasse o alinhamento de interesses, dadas as deficiências de governança. Hoje, com o conhecimento disseminado sobre boas práticas, não é difícil concluir que uma condição precedente para a eficiência e eficácia de qualquer modelo de governança, que é a separação de papéis entre “propriedade e gestão”, não estava sendo observada.

O Coex, pelo fato de ter sido formado praticamente como um espelho da assembleia geral dos agentes de mercado, não pôde exercer o papel que preconiza a teoria: ser um elo de ligação independente entre a propriedade (os agentes de mercado) e a gestão executiva para a implantação das regras de funcionamento do próprio mercado delegadas pela legislação resultante dos trabalhos técnicos do Re-Seb. Com isso tornou-se refém de visões de mundo contraditórias. De um lado, a crença (legítima, mas assíncrona) que preconizava a preservação

do poder monopolístico do Estado e, de outro, a convicção de que reformas profundas eram imprescindíveis para o saneamento técnico, financeiro e legal do setor elétrico, tornando-o novamente eficiente e eficaz. Algo que contraditava não somente os atores dominantes e emergentes entre si, mas com todo o arcabouço técnico e conceitual que havia norteado a revisão institucional do setor elétrico.

Isso sabemos hoje, mas não era nada evidente então. Segundo as lendas, um doutorando iconoclasta apresentou uma tese provando a impossibilidade de o besouro voar devido à relação entre seu peso, tamanho da asa e comprimento do corpo. Outros refutam esta lenda, simplesmente porque o besouro desconhece as leis de Newton sobre estática e dinâmica da matéria e, portanto, como foi feito para voar, simplesmente voa.

Há algo de verdade nessa aparente contradição, quando aplicada à compreensão de como funcionam o Brasil e suas instituições - definidas como estruturas ou mecanismos que regulam o comportamento de um conjunto de indivíduos em uma determinada comunidade. Se, grosseiramente, aceitarmos que o setor elétrico é composto de indivíduos em uma comunidade, mediados por regras que governam o seu comportamento, a reforma institucional dos anos 1990 teria morrido de inação e, pior, numa praia deserta depois de muito ter nadado para chegar à terra firme. Mas isso não aconteceu.

Posso garantir, como memorialista, que foi lá pela metade dos anos 1980 que Peter Greiner lançou uma frase de efeito durante acalorado debate em uma sessão do Revise, uma espécie de *amusement* entre as crises que precederam o próprio Re-Seb. A frase hoje é profética: “enquanto ficamos aqui debatendo se há ou não necessidade de reformar o setor elétrico brasileiro, um japonês está nesse momento inventando uma bateria que vai tornar obsoletos todos esses fios em que estamos enredados”. Para a época, obviamente, um exagero de linguagem. Hoje nem tanto. Em 1994, quando Greiner defendeu sua tese

de doutorado na FGV-EAESP¹⁴, a voz dos bastidores setoriais expressou um silente ceticismo. Estar fora de sincronia com o *status quo* sempre tem um preço.

O mesmo se passou em meados de 1995, quando estava sendo redigida a MP que se transformou na Lei nº 9.074, que regulamentou a Lei de Concessões para o setor e que por sua vez regulamentou o artigo 175 da Constituição apenas com sete anos de atraso. O artigo que abriu as portas para a criação da figura do consumidor livre (somente para os grandes e mesmo assim com igualmente grandes ressalvas) foi considerado um exagero de linguagem pelos defensores, públicos e privados, do monopólio. Hoje nem tanto: talvez a crítica *ex-post* seja a de timidez.

Tanto na passagem do MAE para a CCEE, como no atribulado, descontínuo e muitas vezes errático evoluir do mercado livre de energia elétrica (uma obra ainda em aberto), é difícil não reconhecer que o Brasil, que não é para amadores, “voou”. Mesmo que céticos ainda afirmem que somente porque a sociedade brasileira desconhece a razão e a racionalidade como virtudes, assim como o besouro desconhece as leis de Newton. O Re-Seb, o MAE e todo o intenso conflito de interesses que permeou seu nascimento deixaram um legado que ainda está presente na obra aberta que desafia o setor elétrico brasileiro contemporâneo: ajustar seu calendário, em média sempre algumas décadas defasado, ao século XXI em que está o restante do mundo, impulsionado por rupturas e disrupções aceleradas.

¹⁴ GREINER, Peter. “Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro”. São Paulo, FGV-EAESP, 1994. Disponível em <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/4428/1199500241.pdf>

ARTIGO

PRIMEIROS DESAFIOS DA REGULAÇÃO



**José Mário
Miranda Abdo**

*foi o primeiro
diretor-geral
da Agência Nacional
de Energia Elétrica,
onde exerceu o cargo
por dois mandatos
consecutivos
(1997 - 2004)*

A partir dos anos 90, o Brasil deu início a uma profunda modificação no marco legal do setor de energia elétrica com o objetivo de fazer frente a um novo ciclo de desenvolvimento econômico e social. No primeiro momento houve o acerto de contas entre os agentes do setor por meio da Lei nº 8.631, de 1993, o que interrompeu a inadimplência setorial generalizada que existia e buscou introduzir um sinal de eficiência no funcionamento do setor. Dois anos depois, com o ambiente econômico e financeiro saneado, foram aprovadas a Lei nº 8.987, de 1995, a Lei nº 9.074, de 1995, e a Lei nº 9.427, de 1996, que iniciaram a criação efetiva de um novo modelo para o setor.

Esse modelo sustentou-se basicamente nos seguintes pilares: (i) criação das agências reguladoras federais como órgão de Estado; (ii) estimular a participação dos investidores privados (iii) competição na geração de energia elétrica, na busca de menor preço para expansão segura da oferta de energia; (iv) sinal de eficiência

para o funcionamento dos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica de modo a proporcionar a prestação de serviço adequado; e (v) competição na comercialização de energia elétrica.

Foram estabelecidas ainda regras de transição dentro desse modelo mais liberal. Determinou-se a assinatura de contratos iniciais de energia entre geradores e distribuidores, com desconstrução gradativa dos seus montantes de energia em um período de quatro anos e o estabelecimento de limites de carga para os consumidores livres e comercializadores de energia. Houve sinalização para evolução gradual da permissão de migração para o mercado livre, até que essa opção pudesse ser finalmente estendida aos consumidores residenciais (cativos), tudo com o objetivo de propiciar alternativas de compra de energia de Produtores Independentes de Energia, Autoprodutores de Energia e comercializadores. Todo o arcabouço definido nas Leis tinha por meta atrair capitais privados nacionais e estrangeiros que garantiriam a expansão do sistema e o aumento da eficiência do setor. Por motivações políticas dos acionistas, a privatização não alcançou todas as distribuidoras e abrangeu apenas muito parcialmente o segmento de geração.

Um ponto fundamental da reforma foi a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Em 1997, recebi o convite para ser o seu primeiro diretor-geral com o objetivo de implantar a cultura da regulação no setor elétrico brasileiro. Motivado pelo desafio, aceitei, formando um time de excelência. O primeiro grande desafio foi aprovar a estrutura da Aneel junto ao Ministério de Administração e Reforma do Estado. Entendíamos que eram necessárias 20 superintendências, que englobassem regulação, fiscalização, concessão, recursos humanos, mediação e comunicação, entre outras.

Convencidos ou comovidos pela empolgação dos “cristãos novos” da regulação, a equipe do Ministério acatou nossa proposta, e a estrutura organizacional da Aneel se estabeleceu no Decreto nº 2.335, de 1997, contemplando uma diretoria colegiada,

20 superintendências, uma procuradoria-geral, além de consignar sua missão, fato inédito para um decreto de constituição de uma autarquia.

Em 1998, foi criado o MAE estabelecendo-se a competição na comercialização de energia entre os consumidores livres e as distribuidoras e na outorga de concessões. Ainda foi consagrado o livre acesso às redes elétricas de transmissão e distribuição. Surgia assim o desafio da construção do novo. Assim, a Lei nº 9.648, de 1998, completou o modelo setorial nascente.

O livre acesso foi algo pioneiro no setor elétrico nacional e representou um salto gigantesco rumo à competitividade. Pelas regras estabelecidas, não importava se a rodovia elétrica era uma grande rede de transmissão ou de distribuição, seja federal, estadual ou privada. Também não importava a quem ela pertencia: o livre acesso estava garantido e não podia ser impedido pelo seu proprietário. Este, por sua vez, não estipulava o preço pelo uso de sua rede. A fixação desse valor é de responsabilidade da Aneel, conforme o disposto no segundo artigo do Decreto nº 2.655, de 1998.

A garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, aliada à criação da figura do Produtor Independente de Energia e à liberação de uma parcela dos consumidores do monopólio comercial das concessionárias, introduziu importantes estímulos à ampliação das condições de oferta de energia elétrica e da comercialização de energia.

Em 1999, em meio à criação do arcabouço legal, a Carbocloro foi pioneira em assinar o primeiro contrato de compra nesse novo ambiente. A liberação do consumidor não foi automática nem pacífica. Após longas discussões entre as partes, houve impasse. Instaurou-se então um processo de mediação administrativa na Aneel, que, sem obter consenso entre os envolvidos, remeteu a decisão para uma reunião conjunta dos agentes, diretor-ouvidor e o diretor-geral. Nesse encontro, houve a decisão histórica a favor do mercado livre. Nascia, assim, o primeiro consumidor livre no Brasil, a Carbocloro,

cujo consumo de energia equivalia naquele momento à cidade de Santos (SP).

A negociação envolveu a distribuidora Copel, que passaria a atender pela primeira vez fora de seu estado, e a distribuidora Bandeirante, de São Paulo, onde a Carbocloro era consumidor cativo. Hoje a regulamentação veda essa possibilidade, mas permite o atendimento via comercializadora, produtor independente ou autoprodutor. A mídia rapidamente repercutiu a decisão: “O grande consumidor deixou de ser escravo da tomada!”. O consumidor livre se tornou uma realidade vibrante. Nessa nova onda rapidamente surfaram outras empresas como o Metrô e a Companhia Siderúrgica Nacional, no Rio de Janeiro, e a Volkswagen, em São Paulo. Em julho de 2004, o mercado livre já correspondia a 6.000 MW médios, ou seja, cerca de 15% da carga total do País.

Logo em seguida, houve avanços no MAE, cujas regras iniciais foram aprovadas em Assembleia em 29 de fevereiro de 2000. Embora alguns entendessem que a aprovação pelos agentes na Assembleia do Mercado Atacadista era condição suficiente para homologação, a agência entendeu que elas deveriam ser submetidas à avaliação de todos interessados no tema, o que só poderia ser alcançado por uma Audiência Pública (AP). A Aneel abriu a Audiência Pública nº 2, em 2000, que contou com pareceres de especialistas de várias universidades brasileiras e estrangeiras, num processo que teve reuniões públicas em diversas regiões do País. Esse processo foi concluído com a aprovação das regras pela diretoria da agência em 3 de agosto de 2000 e a emissão da Resolução nº 290.

Passados alguns anos, a Aneel decidiu atuar visando corrigir problemas de gestão no MAE e possibilitar, pela primeira vez, a contabilização e a liquidação das operações de compra e venda de energia no curto prazo. Assim, a agência interveio administrativamente na instituição, iniciando um processo de reestruturação, designando cinco diretores, sendo dois deles importantes superintendentes da agência com reconhecida competência na área de comercialização.

A medida trouxe uma nova realidade ao mercado.

Além disso, o MAE ganhou personalidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sendo submetido à autorização, regulamentação e fiscalização da Agência, sob os termos da Convenção do Mercado, instituída pela Resolução Aneel nº 102, de março 2002, que definiu a estrutura e a forma de funcionamento do mercado, estabelecendo as obrigações dos agentes, a composição e as atribuições do Conselho de Administração, as competências da Superintendência e o processo de contabilização e liquidação.

Desde o início da reestruturação do Mercado Atacadista, várias versões de regras e procedimentos de comercialização foram aprovadas pela Aneel e devidamente implementadas pelo MAE, visando à contabilização das transações de compra e venda de energia e sua consequente liquidação financeira. Essas diferentes versões foram necessárias para atender ao cronograma de implantação do mercado e também para a implementação do Acordo Geral do Setor Elétrico, elaborado para mitigar os problemas comerciais decorrentes da restrição do fornecimento de energia ocorrido em 2001.

Dessa forma, os resultados da intervenção e da reestruturação do MAE foram relevantes. A ação se tornou um marco histórico, por permitir pela primeira vez realizar a contabilização e liquidação financeira das transações de compra e venda de energia que haviam sido realizadas entre 2000 e 2002 no âmbito do mercado. Isso ocorreu em duas etapas, em dezembro de 2002 e em julho de 2003. Outro marco importante foi a realização, no primeiro semestre de 2003, das auditorias dos programas computacionais utilizados na contabilização do MAE, que deixaram claro que as regras aprovadas pela Aneel estavam devidamente implementadas.

Momento também marcante dessa pioneira fase da Aneel foi o desenvolvimento dos princípios da transparência e da autonomia, fundamentais para atração do capital privado, com a definição, concepção, estruturação e implantação das reuniões deliberativas públicas de diretoria da Aneel, em 2004. Por mais de uma década foi a única agência no País a adotar essa prática!

Na época, cheguei a ouvir de uma alta autoridade: “Vão decidir em público? Vocês são loucos!”

Especificamente sobre nossa gestão, entendo que tivemos vários desafios na implantação do novo arcabouço, mas com a ajuda de toda uma equipe altamente comprometida conseguimos implantar a nova regulação do setor elétrico, que proporcionou mais competição na compra e venda de energia elétrica, com a introdução do mercado livre de energia, dando robustez ao modelo e mais segurança aos investidores e ao fornecimento de energia elétrica para a sociedade, com melhoria da qualidade do serviço e a atração de novos investimentos privados.

Hoje estamos novamente enfrentando desafios na liquidação, mas dessa vez sob a estrutura da CCEE, com várias liminares que bloqueiam o completo funcionamento do mercado de energia. Entretanto, quando olhamos o histórico do setor e vemos os desafios já vencidos, ficamos confiantes na superação desses obstáculos, certos de que aprimoramentos devem ser implantados para sustentabilidade do setor.

Com o passar dos anos, a evolução do sistema eletroenergético e as necessidades dos agentes e da sociedade, as condições de comercialização de energia, sobretudo para o mercado livre, foram dando mostras de exaustão. Além de não ampliar e abrir o acesso aos demais segmentos de consumidores, o modelo criou novos subsídios cruzados e elevou riscos aos agentes, atingindo níveis de inadimplência e de judicialização que indicam necessidade de reformas inadiáveis.

O momento é oportuno para se discutir amplamente com a sociedade e de se promover, com o governo recém-eleito e o Congresso Nacional, os tão necessários ajustes nos marcos legais do modelo de regulação do setor elétrico, abrangendo seus diversos segmentos, inclusive o mercado livre de energia. Para tanto já existe o Projeto de Lei nº 1917, de 2017, no Congresso, que pode servir como ponto de partida, mediante amplo esforço para ser discutido e aprovado em 2019.

2001

2001

Em 20 de abril, Aneel decreta intervenção na Asmae

2001

Em 1º de junho, o governo federal anuncia o maior racionamento de energia elétrica da história do Brasil. Criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

2002

Em 1º de março, o governo anuncia o término do racionamento

2002

Em abril, o governo anuncia, por meio das Leis nº 10.433 e nº 10.438, mudanças relevantes no mercado (extinguindo a Asmae, criando o MAE e encerrando a autorregulação), aumento tarifário para recompor a receita de distribuidoras e leilões públicos de oferta de energia pelas geradoras estatais

2002

Em 30 de dezembro, realiza-se a primeira liquidação financeira do mercado (a primeira tranche foi de 50% dos montantes contabilizados entre setembro de 2000 a setembro de 2002; segunda tranche é saldada em julho de 2003). Colocam-se em ordem mais de dois anos de operações contabilizadas

2002

RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A crise e seus reflexos
A intervenção
Embrião da comercialização
Desafios pós-acionamento
Primeira liquidação da história

Artigos Assinados

RAZÕES E LIÇÕES

Jerson Kelman

A ESCASSEZ E OS INVESTIDORES

Claudio J. D. Sales

UM MODELO INCOMPLETO

Elena Landau

OS DESAFIOS DAS PRIMEIRAS LIQUIDAÇÕES

Luiz Eduardo Barata Ferreira



RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A CRISE E SEUS REFLEXOS

Maio de 2001 chegou com uma certeza para o governo federal: o País teria de racionar energia elétrica para evitar um colapso. O período úmido terminara em abril e os reservatórios tinham pouco mais de 30% de sua capacidade na região Sudeste, responsável por cerca de 70% do abastecimento do Brasil. Nos gabinetes da Presidência da República e dos Ministérios, já se discutiam até desligamentos temporários de energia durante algumas horas do dia em grandes centros para poupar água das hidrelétricas.

Em 7 de maio, o então diretor geral da Agência Nacional do Petróleo (ANP), David Zylbersztajn, ligou para seu então sogro, o presidente Fernando Henrique Cardoso. Para ele, as medidas de racionamento precisariam ter sido tomadas em agosto de 2000. “Sobre a mesa, havia propostas de racionalizar energia elétrica por quatro anos ou de fazer apagões de seis horas por dia em grandes cidades. Sugeri ao presidente que pudéssemos fazer algo diferente, atingindo o bolso do consumidor, que é onde ele presta atenção. Apagão ou racionamento de quatro anos teriam prejuízos colossais ao País”, lembrou¹⁵.

Com a ajuda de quatro colaboradores – Adriano Pires, Carlos Marcio Tahan, James Correia e José Eduardo Tanure –, Zylbersztajn elaborou um documento de 12 páginas para que o País adotasse um sistema de cotas de energia e de multas para quem consumisse além do estipulado. Outra sugestão foi a criação de um núcleo que trabalhasse 24 horas por dia para analisar a situação e atuar quando necessário. As propostas foram aprovadas

¹⁵ Depoimento ao Valor Econômico de 18/06/2001



Alan Marques (Folhapress)

Pedro Parente coordenou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), que implantou um bem-sucedido sistema de cotas para consumidores

pela Presidência, que nomeou o então ministro da Casa Civil, Pedro Parente, para comandar a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), cuja missão era propor e implementar medidas de natureza emergencial para evitar interrupções intempestivas ou imprevistas de seu suprimento.

Decreto-se em 1º de junho de 2001 uma meta de racionamento que visava a redução média de 20% do consumo a partir da adoção de cotas e da imposição de multas em caso de excesso. A única região que não sofreu racionamento foi o Sul, por apresentar sobras na geração e limitação de transporte de energia para as outras regiões. Em 2000, o excedente não aproveitado no submercado Sul era estimado em 5% do consumo total brasileiro.

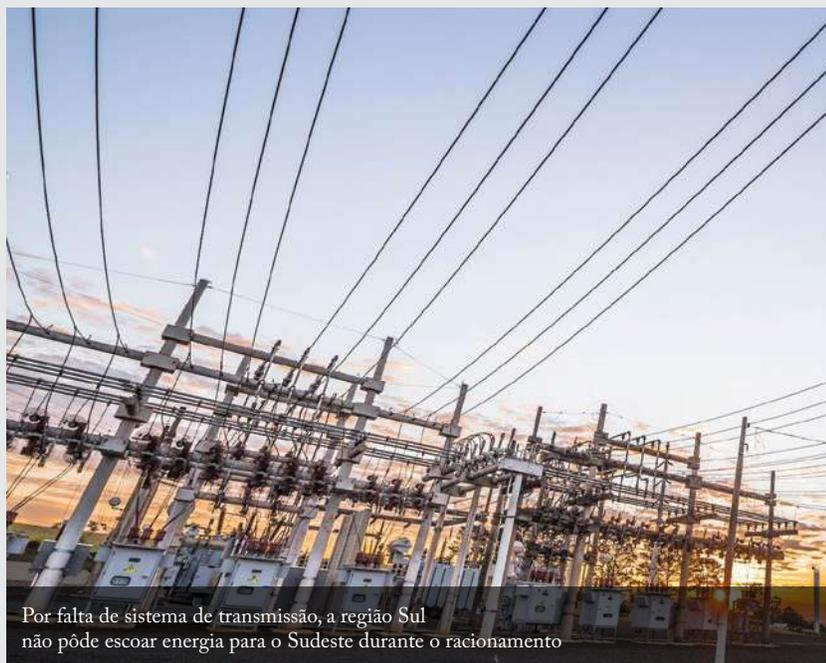
RISCOS DE DÉFICIT DE ENERGIA (%) – SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ano	Sul	Sudeste/Centro-Oeste	Norte	Nordeste
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9
2003	0,9	1,5	2,0	2,0
2004	1,1	1,6	2,1	2,0
2005	1,2	1,8	2,3	2,6
2006	0,7	1,5	2,1	3,2
2007	0,8	1,1	2,1	2,9
2008	0,9	1,6	2,6	4,1

Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – GCPS apup Geset 1/AI – BNDES (1999)

Obs: Os números em negrito ressaltam os anos em que o risco de déficit é maior do que 5%.

Fonte: José Cláudio Linhares Pires, Textos para Discussão BNDES 76



Mathaus Meireles (CPFL)

Por falta de sistema de transmissão, a região Sul não pôde escoar energia para o Sudeste durante o racionamento

A INTERVENÇÃO

Sem ter liquidado nenhuma operação desde seu lançamento em setembro de 2000 e com um racionamento à vista, a Aneel decretou, em 20 de abril de 2001, a intervenção no conselho de administração da Asmae, suspendendo o Acordo de Mercado de 1998, que definia a autorregulação como princípio de atuação. O Comitê Executivo do MAE (Coex) foi extinto, sendo substituído pelo Conselho do Mercado Atacadista de Energia (Comae), formado por profissionais sem vínculos com os agentes.

Em entrevista coletiva, o então diretor da Aneel, José Mario Abdo, explicou que a medida do governo não devia ser interpretada como intervenção do Estado. “Estatizando, não, profissionalizando, sim”, disse. Abdo afirmou que a intervenção era um aperfeiçoamento do mercado para assegurar a competição. Entre os problemas verificados pela agência, estavam dificuldades de liquidação, contabilização e de decisão do Coex. Ele criticou também a demora no estabelecimento de garantias para as transações do mercado, o que trouxe prejuízos. “O funcionamento do MAE não estava assegurado”, afirmou Abdo, na entrevista coletiva concedida em 20 de abril na sede da Aneel.

A agência também definiu garantias e penalidades para a comercialização de energia no MAE. As penalidades podiam ser multa de R\$ 100 mil já no primeiro dia de inadimplência, sendo que o valor poderia chegar a até 10% da receita, proibição de participar de leilões de geração e linhas de transmissão, entrada automática no regime de fiscalização técnica financeira e, em caso de reincidência, processo no Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) para aplicação de penalidade ao administrador. A Asmae, que era um órgão independente, passou a ser regulada pela Aneel e sujeita à fiscalização.

A intervenção, que incluiu a contratação da agência de investigações financeiras Kroll para auditar as contas da Asmae e posteriormente a contratação da Monitor Group para a reestruturação e preparação para a nova gestão, encerrou o sonho de autorregulação do mercado. “Foi uma primavera que terminou muito rápido”, segundo o então diretor-geral do ONS, Mario Santos¹⁶. Ainda trouxe um clima de apreensão aos empregados. “Foi um momento muito difícil porque todos os dias éramos questionados sobre a lisura dos processos”, afirmou Alexandre Viana, à época colaborador da Asmae¹⁷.

EMBRIÃO DA COMERCIALIZAÇÃO

O racionamento de energia não trouxe apenas prejuízos ao mercado. Regras estipuladas pelo governo durante a crise estabeleceram que os consumidores que superavam a meta de redução e os autoprodutores e produtores independentes que tivessem excedentes poderiam comercializar essa sobra, por meio da compra e venda dos Certificados de Direito de Uso de Redução de Consumo de Energia, uma espécie de comprovante do percentual de energia poupada acima da meta fixada pelo governo para seu ramo de atividade. Os papéis foram emitidos apenas para os consumidores do Grupo A ou de alta tensão (tensão igual ou superior a 2,3 kV), com demanda acima de 2,5 MW.

O excedente em energia poupada podia ser comercializado de duas formas. As empresas podiam negociar a energia diretamente em contratos bilaterais de compra e venda firmados com outras companhias. Ainda foi aberta a possibilidade de a empresa oferecer os certificados nos leilões promovidos pelo MAE, que, em parceria com a Bovespa e a CBLC, desenvolveu

¹⁶ Depoimento concedido ao projeto 15 anos da CCEE

¹⁷ Depoimento concedido ao projeto 15 anos da CCEE

um ambiente virtual no qual era possível comprar e vender os certificados por meio de leilões eletrônicos realizados diariamente pela internet. “O mercado apresentou agilidade, eficiência e capacidade de adaptação fascinantes”, destacou Ricardo Lisboa, sócio-fundador do Grupo Delta Energia¹⁸.

Os leilões começaram em 25 de junho de 2001 e se estenderam até o dia 28 de fevereiro de 2002, quando foi decretado o fim do racionamento. Segundo dados da CCEE, foram realizados 155 leilões, dos quais em 77 houve realização de negócios, sendo comercializados 52.930 MWh. O preço médio mensal por MWh, que iniciou em R\$ 577 em junho de 2001, terminou em R\$ 70 em fevereiro de 2002. Com o fim do racionamento, as negociações dos excedentes de energia, que contaram com a participação de mais de 300 clientes durante o seu funcionamento, terminaram. Essa movimentação reforçou o papel das comercializadoras no setor elétrico e ampliou o contato delas com clientes de diversos setores da economia nacional, sendo que algumas empresas, como a Comerc, começaram a ganhar destaque negociando esses certificados.

DESAFIOS PÓS-RACIONAMENTO

Na última semana de fevereiro de 2002, o governo anunciou o término do racionamento a partir de 1º de março. Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o Brasil havia economizado 26 milhões de megawatts-hora, equivalente ao consumo de 7,2 milhões de residências com consumo médio de 300 quilowatts-hora por mês. O programa foi bem-sucedido, embora a meta inicial de 20% de redução sobre o consumo médio de maio a julho de 2000 não tenha sido atingida. A situação de escassez foi gerenciada e evitaram-se blecautes e interrupções de fornecimento. Nas regiões Sudeste e Centro-Oeste, a economia global foi

¹⁸ Depoimento ao livro

de 15,6%; no Nordeste, de 15,7%. A economia entre os consumidores residenciais foi maior que o previsto, chegando a 28,3% em agosto de 2001, com média de 24,4% em todo o período, superando a meta de 20%.

Para o ex-presidente da Cesp José Goldemberg, em artigo intitulado “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”, “embora houvesse a percepção nas diversas autoridades do setor – MME, Aneel e ONS – de que uma crise de falta de energia elétrica tinha grande probabilidade de ocorrer já a partir de 1997, o governo FHC não conseguiu se articular para enfrentar a questão. Mesmo tendo havido diversas iniciativas para aumentar a oferta de energia – com a implantação do Programa de Geração Emergencial, em 1999, e do Programa Prioritário das Térmicas e do Leilão de Capacidade, em 2000 –, elas não lograram pela ineficácia da gestão governamental, pois as diversas entidades tinham opiniões e propósitos diferentes que não convergiam e não havia mais a coordenação central da Eletrobras.”

O racionamento ampliou os obstáculos para que o MAE pudesse finalmente realizar a liquidação das operações. Um problema pairava nos bastidores: o Anexo V, documento que regia a quantidade de energia transacionada entre geradoras e distribuidoras na vigência dos contratos iniciais. Concebida em tempos de energia ainda disponível, essa cláusula determinava a compra compulsória, pelas geradoras, de parte da energia economizada durante períodos de racionamento. O valor de compra dessa energia era maior que o estabelecido nos contratos iniciais. A cláusula previa a indenização das distribuidoras pelas geradoras, por meio da recompra da energia prometida e não entregue. A disputa envolvia mais de R\$ 6 bilhões à época.

O problema é que isso deveria ser feito a preços do ambiente *spot* – com o racionamento, o preço máximo no MAE foi estipulado pelo governo a R\$ 684 o MWh. As distribuidoras se defendiam, afirmando que o não cumprimento dos contratos iniciais acarretaria prejuízos irreversíveis, porque tornava impossível

honrar compromissos assumidos. Havia o receio de que as empresas obtivessem liminares, umas para se defender da cobrança, outras para cobrar o que julgavam que deveriam receber.

“As reuniões entre empresas, governo e BNDES duraram horas e chegavam a se estender madrugada adentro, mas conseguimos chegar a um acordo que permitisse o reequilíbrio do setor e evitasse o colapso financeiro”, recordou-se o então presidente da CPFL Energia, Wilson Ferreira Jr¹⁹, que em uma das últimas reuniões no BNDES chegou a sair durante a noite pelo centro do Rio de Janeiro, perto da sede do banco estatal, para comprar cigarros.

Em abril de 2002, após meses de negociação com o setor privado, o governo anunciou, por meio das leis nº 10.433 e nº 10.438, mudanças relevantes na forma de atuação do MAE, aumento tarifário para recompor a receita de distribuidoras e geradoras e a criação de leilões públicos para que as geradoras sob controle federal, estadual e municipal comercializassem, no mínimo, 50% da energia elétrica em leilões públicos.

A Lei nº 10.433 transformou o Mercado Atacadista em uma entidade jurídica de direito privado, atuando sob regulamentação e fiscalização da Aneel, encerrando de vez a ideia de autorregulação do mercado. Extinguiu a Asmae e criou o MAE, que herdou as atribuições da antiga Asmae: registrar os contratos de comercialização de energia, calcular o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e promover a contabilização e liquidação financeira das transações do mercado de curto prazo. Foi ainda aprovado que as regras de contabilização e liquidação das transações efetuadas no período de 1º de setembro de 2000 a 30 de junho de 2001, que se encontravam pendentes, seriam submetidas à audiência pública.

A legislação ainda estabelecia a convenção arbitral, pela qual eventuais conflitos no MAE poderiam ser dirimidos pela Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas (FGV), aplicando-se o disposto na Lei de Arbitragem, o que criou um

¹⁹ Depoimento ao livro

marco na resolução de conflitos por meio dessa via. Nomeou-se como superintendente do MAE o executivo Lindolfo Paixão, que havia coordenado os estudos do Re-Seb entre 1996 e 1998.

Para resolver a questão financeira e destravar as operações, em 26 de abril foi anunciado o Acordo Geral do Setor Elétrico, posteriormente convertido na Lei nº 10.438. Estabeleceu-se uma recomposição tarifária extraordinária com prazo médio de sete anos. Esses aumentos – 2,9% para os consumidores integrantes das classes residencial, rural e iluminação pública e 7,9% para as demais classes; estando isentos os consumidores de baixa renda e o suprimento entre empresas – foram criados para recomposição das receitas e de parte das exposições financeiras dos agentes ocorridas durante o racionamento. Assim podia-se cobrir parte dos desembolsos feitos com a compra de energia no MAE, cujos preços subiram ao patamar de cerca de 1.300% acima dos preços dos contratos iniciais.

Resolvido um obstáculo, havia outro: os excedentes da usina hidrelétrica de Itaipu, vendidos compulsoriamente às distribuidoras nos termos de lei federal datada de 1973. Se eram obrigadas a comprar a energia gerada pelo empreendimento, as distribuidoras alegavam ter direito a seus excedentes e ao direito de comercializá-los agora em pleno racionamento. Já a Eletrobras julgava que ela própria detinha o direito dos excedentes. À época, estavam em disputa cerca de R\$ 3 bilhões.

Em outubro de 2001, a estatal tinha obtido uma liminar que impedia que os excedentes fossem disponibilizados para as distribuidoras, o que paralisou a contabilização e a liquidação do mercado de curto prazo. O MAE resolveu contestar a decisão. O impasse foi resolvido em julho de 2002, quando o então presidente, Lindolfo Paixão, e a então consultora jurídica (depois gerente jurídica), Solange David, foram a Brasília para despachar a questão com o juiz encarregado do caso. Foi a primeira vez que Paixão pisava em um tribunal, o que o levou a perguntar, na sala de espera, como ele deveria se dirigir

ao juiz. “Devo chamá-lo de Vossa Eminência?”, perguntou Paixão a Solange. “Esse é um tratamento apenas para cardeais ou para o Papa. Pode tratar de senhor juiz, mesmo”, respondeu Solange²⁰.

O encontro foi bem-sucedido. Com o despacho do MAE, o juiz cassou a liminar da Eletrobras, o que permitiu que toda a energia fosse contabilizada a favor das distribuidoras, questão tratada em uma resolução especial da Aneel sobre as regras de comercialização da época. “A Justiça entendeu, assim como o MAE e a Aneel, que não existe excedente de Itaipu”, disse Paixão ao jornal Folha de S. Paulo, em 25 de julho de 2002. O mercado estava prestes a destravar as operações.

PRIMEIRA LIQUIDAÇÃO DA HISTÓRIA

Em 27 de outubro, no segundo turno, com 61% dos votos, Luiz Inácio Lula da Silva (PT) se tornou presidente eleito do País. Foi anunciada, pela primeira vez na história democrática do Brasil, a criação de uma equipe de transição que iria começar a discutir as primeiras medidas a serem definidas a partir de janeiro de 2003. No setor elétrico, o governo recém-eleito já anunciava que seriam feitas mudanças, antecipando que o MAE seria revisto e que a abertura do mercado, prevista desde 1995, deveria passar por mudanças, com papel mais ativo do governo federal no planejamento e na regulação. Corria-se contra o tempo para concluir a primeira liquidação do MAE, a partir da liberação de recursos do BNDES, obtidos com o Acordo Geral do Setor e cujo uso deveria ocorrer ainda naquele ano.

Em reuniões com os agentes, o governo e a Aneel, fixou-se a data de 26 de dezembro de 2002 para a liquidação da primeira tranche das operações. Mas alguns obstáculos teriam de ser superados. O primeiro ocorreu na segunda semana de novembro. O Banco do Brasil, que deveria operacionalizar as transações,

²⁰ Depoimento ao livro

se retirou do processo. Depois de várias negociações, o MAE conseguiu fechar em 17 de dezembro contrato com o banco Itaú para realizar o pagamento das operações entre setembro de 2000 e setembro de 2002 (25 meses), além das operações de outubro a dezembro de 2002, informava, em 18 de dezembro, a repórter Renée Pereira no jornal O Estado de S. Paulo.

Perto da data da liquidação, novo contratempo: chegaram por fax em 25 de dezembro, em pleno Natal, três liminares de agentes para a suspensão da operação no dia 26²². Ao receberem a notificação, procuradores federais e alguns funcionários do MAE passaram a trabalhar em ritmo frenético para suspender as decisões judiciais e evitar o novo fracasso. Foram bem-sucedidos, mas a liquidação teve de ser postergada para o último dia útil do ano: 30 de dezembro.

Logo durante a manhã daquele dia histórico, uma nova ameaça. Quando tudo parecia andar bem, surgiram telefonemas indicando que os valores não estavam sendo transferidos de alguns bancos para as contas bancárias específicas de determinados devedores na liquidação financeira. Esses valores seriam depois transferidos pelo banco Itaú para as contas dos agentes credores. Em pouco tempo, apurou-se que o motivo era uma decisão do Conselho de Controle de Atividades Financeiras (Coaf), órgão ligado ao Ministério da Fazenda e cuja missão é produzir inteligência financeira e promover a proteção dos setores econômicos contra a lavagem de dinheiro e o financiamento do terrorismo. As transações volumosas daquela manhã e o fato de que era a primeira vez que o MAE realizava movimentações financeiras tinham acendido um sinal amarelo no Coaf, que mandou suspender algumas transferências.

“Depois de muitos esclarecimentos à Fazenda, ao Coaf, aos agentes, e com o apoio da Aneel, conseguimos resolver o impasse, mas as transferências de recursos para agentes credores só foram concluídas no início de janeiro de 2003, mais precisamente no primeiro dia de expediente bancário do ano”,

²² Folha de S. Paulo, 26 de dezembro de 2002

relembrou a advogada Solange David²². Finalmente, o mercado tinha sido destravado. Em julho de 2003, após a realização da auditoria de todo o processo de contabilização e liquidação do período de 25 meses (setembro de 2000 a setembro de 2002), foi processada a segunda tranche.

“Ao se avizinhar a regularização de todos os negócios do MAE, com pleno apoio do governo, inclusive com financiamento para empresas devedoras, um hercúleo esforço para impedir a liquidação foi desenvolvido por algumas empresas devedoras, entidades sindicais e pessoas físicas, e principalmente pela equipe de transição do novo governo eleito”, relatou Lindolfo Paixão²³, então superintendente do MAE, em seu livro “Fatos e Circunstâncias”. “Apesar da força adversária, o MAE conseguiu promover no último dia útil do ano uma liquidação parcial (50%) das transações nele efetuadas desde 2002. Vitória maiúscula, reconhecida”, concluiu Paixão na publicação. Em setembro de 2003, foram quitadas as operações de junho de 2003, o que fez com que a partir dali o processo fosse mensal e seguisse o calendário operacional estipulado pelo mercado.



Coordenador do Projeto Re-Seb, Lindolfo Paixão teve atuação destacada também no destravamento da primeira liquidação do MAE

²² Depoimento ao livro

²³ Lindolfo Paixão faleceu em 2009

ARTIGO

RAZÕES E LIÇÕES



Jerson Kelman

*coordenou a
Comissão de Análise do
Sistema Hidrotérmico
de Energia Elétrica,
cujo relatório sobre as
causas do racionamento
foi batizado
na imprensa de
“Relatório Kelman”*

O ano de 2001 foi um dos mais difíceis e interessantes de minha carreira. Dividia-me entre a recém-criada Agência Nacional de Águas (ANA), as discussões sobre o marco legal para o saneamento, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), e, *last but not least*, a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada pela MP nº 2.148-1, de 2001.

A Comissão²⁴ produziu um relatório sobre as causas do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia que resultaram no racionamento. Vale a pena reproduzir algumas passagens:

Antes de 1998, a expansão da geração obedecia a uma lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente por investimentos das empresas estatais,

²⁴ Além de mim, foram designados para compor a Comissão: Altino Ventura Filho, Sérgio Valdir Bajay; João Camilo Penna e Cláudio Luiz da Silva Haddad. A Comissão foi secretariada por Bruno Pagnoccheschi e contou com a consultoria (gratuita) de Mário Veiga Ferraz Pereira, Frederico Gomes e José Rosenblatt.

com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de algum racionamento, em cada ano. A partir de 1998, com a implantação do novo modelo para o setor elétrico, a expansão da geração passou a depender primordialmente da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras ou os consumidores livres com as empresas geradoras. Nestes contratos, as partes negociam a quantidade (MWh) e o preço (R\$/MWh) da energia a ser suprida. Qualquer diferença entre o montante de energia produzido da geradora e o contratado com a distribuidora é compensada através de compras ou vendas no Mercado Atacadista de Energia (...)

Como os preços do MAE apresentam fortes oscilações, as distribuidoras procuram estar quase 100% contratadas, para evitar essas oscilações e para atender a uma exigência regulatória, que impõe um nível mínimo de contratação... Os geradores procuram também minimizar a parcela variável de sua remuneração através de PPAs que cubram quase toda sua capacidade de geração. O fluxo de caixa desses contratos é peça chave para o project finance de novas usinas. Na maioria dos casos, uma usina não se viabiliza financeiramente quando não existe um PPA, devido à alta variabilidade de preços no MAE, típica de um sistema predominantemente hidrelétrico, como é o sistema brasileiro. Esta alta variabilidade de preços no MAE também explica porque não houve interesse por parte de usinas merchant em entrar no sistema, mesmo quando os preços do MAE subiram, ao contrário do que se imaginava...

Com o objetivo de incentivar a construção de novas usinas, evitando contratos especulativos que poderiam diminuir a confiabilidade de atendimento, a nova regulamentação exige que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas tenham o respaldo de uma geração física capaz de assegurar os respectivos suprimentos...

A exigência de um respaldo físico, aliada à evidência... de que não foi construída a geração adicional que seria necessária para o atendimento confiável do consumo, permite concluir que parte do consumo previsto das distribuidoras não poderia estar contratado na transição para o novo modelo setorial, já que a oferta existente era insuficiente. No entanto...

o consumo previsto das distribuidoras estava integralmente contratado nos três primeiros anos de vigência do novo modelo setorial.

A partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidoras foram substituídos pelos Contratos Iniciais, [que]... cobriram praticamente 100% dos requisitos das distribuidoras no período 1999-2001. Como os requisitos energéticos estavam praticamente 100% “cobertos” por contratos, as distribuidoras não tiveram incentivo para promover a expansão da oferta... As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova geração...

Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento de expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado.

Em síntese, a primeira reforma do setor elétrico – a dos anos 90 – confiou num mecanismo para expansão da geração que não funcionou porque os lastros das usinas existentes haviam sido, na partida, superavaliados. Durante algum tempo o parque gerador existente “aguentou o tranco”. Porém, produziu mais energia elétrica do que poderia fazê-lo de forma sustentável e os reservatórios esvaziaram.

O “pecado original” na quantificação do lastro talvez tivesse sido perdoado se o mercado de energia elétrica se comportasse como a maioria dos mercados, em que desequilíbrios conjunturais são corrigidos pelo funcionamento da lei da oferta e procura. Como acontece no mercado de tomates. Se a demanda cresce, é possível atendê-la rapidamente plantando mais tomates. Há uma pequena defasagem, entre a decisão de plantar e a hora de colher. Nesse intervalo de tempo os preços sobem, mas não dura muito porque tomates crescem rápido.

Já no mercado de energia elétrica há uma grande defasagem entre a decisão de construir uma usina e o momento em que ela começa a produzir. Assim, a decisão sobre o quanto expandir depende da previsão sobre qual será o nível de consumo alguns anos à frente. Se o consumo crescer mais rapidamente do que a previsão, a tendência será de esvaziamento dos reservatórios, o que pode resultar em racionamento. Ainda que o consumo evolua como previsto, poderá haver falha de abastecimento caso ocorra atraso no cronograma de construção de novas usinas ou dos correspondentes sistemas de transmissão.

A segunda reforma do setor elétrico, realizada em 2004, foi concebida para corrigir os problemas que desembocaram no racionamento de 2001. Para isso foi restabelecido o planejamento governamental de longo prazo e instituídos os bem-sucedidos leilões de venda de energia a longo prazo, com lastros devidamente certificados pelo governo federal.

Todavia, passados quase 15 anos da promulgação da Lei nº 10848, de 2004, o setor elétrico permanece com problemas, novamente devido ao descasamento entre o planejado e o realizado. Nosso sistema político é incapaz de decidir sobre conflitos decorrentes de diferentes “visões de mundo” que dividem a sociedade. De um lado atuam os ministros do Meio Ambiente e alguns membros do Ministério Público na defesa das causas preservacionistas. De outro os ministros de energia na defesa das teses desenvolvimentistas. Todos falam em “desenvolvimento sustentável”, mas na prática atuam como se pertencessem a uma orquestra em que cada músico pudesse escolher a própria partitura. O resultado não é música. É ruído, na forma de não decisões.

Há também decisões intramuros do setor elétrico que ficaram obsoletas. Por exemplo, a excessiva centralização do processo decisório, tanto para despacho das unidades produtoras quanto para a formação de preços. A histórica predominância da geração de origem hídrica, a complementariedade hidrológica entre bacias hidrográficas e a coexistência de diferentes agentes

geradores numa mesma bacia foram os fatores que induziram a criação desse ambiente centralizador. Na teoria, trata-se de arranjo institucional e decisório que resulta na maximização dos benefícios para a sociedade.

Na prática, os agentes de geração hídrica têm pouco estímulo para inovar e aumentar a produtividade porque os eventuais ganhos são imediatamente “socializados”. Trata-se de situação análoga ao que ocorre num prédio em que se reparte a conta de água entre os condôminos²⁵.

Como cada gerador não decide quanto e quando produzir, responsabilizá-lo individualmente pela incapacidade do *pool* hidroelétrico de produzir coletivamente o que foi contratado fica sujeito a polêmicas judiciais. Principalmente quando essa incapacidade tem relação com decisões governamentais fora do controle dos agentes.

Os problemas talvez pudessem ser resolvidos com a melhoria da governança. Poderíamos manter o atual marco regulatório e persistir na tentativa de melhorar as instituições e seus dirigentes, como temos feito ao longo dos últimos 20 anos. O sucesso dessa rota depende de significativa melhoria na qualidade do setor público. Alternativamente, podemos reconhecer nossas limitações e fazer com que a responsabilidade pelas decisões seja melhor compartilhada entre os agentes e o setor público.

Depois da tese liberal da administração FHC (descentralização decisória) e da antítese da administração Lula-Dilma (centralização decisória), talvez seja o caso de tentarmos uma síntese. A visão de longo alcance, tanto espacial quanto temporal, constitui a principal vantagem do processo centralizado. Porém, apresenta a desvantagem de não considerar os detalhes locais, inclusive os relativos aos demais usos da água (por exemplo, abastecimento, irrigação e navegação). O processo descentralizado, ao contrário, considera não apenas as peculiaridades locais, mas também a percepção sobre risco dos agentes de geração. Porém,

tem dificuldade de enxergar longe, tanto em termos geográficos quanto temporais.

A síntese poderia ser conseguida pela inclusão de um componente “*bayesiano*” no processo decisório centralizado com o propósito de considerar o efeito agregado do processo descentralizado. A obediência ao despacho centralizado e a participação no MRE seriam voluntárias. Ou seja, cada controlador de usina hidrelétrica teria liberdade de decidir se prefere guardar água no reservatório para produção futura de eletricidade ou se prefere usá-la imediatamente. Decidiria com base em suas próprias previsões sobre a evolução do parque gerador, da demanda, das vazões e das restrições relacionadas aos outros usos da água (por exemplo, vazão mínima para jusante ou nível máximo para controle de cheias). O gerador teria receita proporcional à real produção de energia (não ao lastro), assumiria todo o risco do negócio (não apenas o “risco hidrológico”) e ganharia com o eventual aumento de sua própria produtividade.

Caberia a um agente central, possivelmente a CCEE, representar comercialmente o interesse dos consumidores por meio da compra do excesso de oferta de energia “estocável” sempre que o despacho descentralizado fosse maior do que o centralizado. Ou, na situação contrária, acionar o parque térmico e/ou fazer uso de energia anteriormente paga e estocada.

²⁵ A experiência mostra que quando um hidrômetro coletivo é substituído por aparelhos individuais, as pessoas passam a usar a água mais eficientemente e a soma dos consumos individuais diminui em pelo menos 30%.

ARTIGO

A ESCASSEZ E OS INVESTIDORES



Claudio J. D. Sales

*é Presidente
do Instituto Acende
Brasil e durante
o racionamento liderava
a Câmara Brasileira
de Investidores
de Energia Elétrica*

Em 1993, o setor elétrico era 97% estatal e tinha tarifas de eletricidade equalizadas em todo País, sendo que tais tarifas eram insuficientes e desatreladas do efetivo custo de fornecimento em cada área de concessão. O colapso total no abastecimento de energia só não tinha ocorrido por força da recessão em anos anteriores.

Entre 1993 e 2003, o setor passaria por profundas mudanças que incluiriam: (i) a implantação parcial de reformas liberalizantes visando a promover a livre iniciativa no suprimento de energia; (ii) a administração da pior crise de abastecimento de energia elétrica da história no País; e (iii) uma profunda reavaliação e redesenho do modelo setorial que tornar-se-ia tema central da campanha presidencial em 2002. São desse tempo as mudanças que prevalecem até hoje, dentre elas: a “desequalização” das tarifas, a “Lei dos Consórcios”, o Sistema Nacional de Transmissão (hoje conhecido como a rede básica de transmissão), a Lei das

Concessões, o Produtor Independente de Energia, as privatizações e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Um estudo feito em 2003 pela Tendências Consultoria Integrada para o Instituto Acende Brasil nos ajuda a interpretar hoje, com a lente daqueles dias, o que ocorria no setor elétrico. Em 2000, 83% da capacidade instalada era de hidrelétricas. Historicamente, essa predominância justificava-se pela disponibilidade de potenciais hidráulicos próximos dos centros de consumo, pela pouca resistência à formação de grandes reservatórios e pelas iniciativas lideradas pelo Estado, que detinha grande capacidade de financiamento a um baixo custo de capital.

Essa não era mais a realidade. A reestruturação do setor visava a atrair investimentos privados e ampliar a proporção de termelétricas, o que não ocorreu a tempo de evitar o racionamento, decretado em junho de 2001. Nos cinco anos anteriores, dois deles tiveram hidrologia desfavorável: 1996 (a 29ª pior do histórico de 71 anos) e 1999 (a 16ª pior), além de 2001 (a 10ª pior). A hidrologia em 1998 e 2000 foi próxima da média de longo prazo e, em 1997, foi muito favorável. No conjunto, tivemos uma série de anos de hidrologia adversa. Se, em 2001, a energia natural afluyente atingisse 85% da média de longo prazo, o racionamento não teria sido necessário.

Havia restrições de transmissão entre os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul e, portanto, era necessário examinar as condições hidrológicas de cada um deles separadamente. No Nordeste, o nível de energia afluyente abaixo da média de longo prazo que se repetia ano após ano levantava a suspeita de que esta média já não seria um parâmetro apropriado para avaliar as condições hidrológicas para fins de geração elétrica.

Em síntese, as condições hidrológicas entre 1996 e 2001 foram desfavoráveis, mas não o suficiente para justificar um racionamento da magnitude do ocorrido em 2001, avaliando-se pelo critério de confiabilidade adotado no planejamento do sistema.

Após o impulso inicial proporcionado pelas privatizações, os investimentos voltaram a cair a partir de 1998 com a paralisia do programa de privatizações. Somam-se a essa conjuntura os atrasos e a postergação de usinas e linhas de transmissão, aí incluídas as previstas no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) em 1999. Atrasos na implementação da reforma do setor e indefinições regulatórias levaram os agentes a postergar investimentos.

O governo não teve capacidade política para implementar o modelo proposto e um bom exemplo disso foi o episódio em que o governo mineiro cerrou fileiras para impedir a privatização de Furnas. A distribuição foi parcialmente privatizada (61% do mercado consumidor total), mas cerca de 72% da geração permaneceu estatal.

Outro elemento que afugentou investidores foi a incerteza decorrente de indefinições regulatórias. Os investidores em termelétricas a gás natural, por exemplo, não conseguiam fechar contratos com distribuidoras porque estas não tinham segurança de repassar os custos desses contratos a seus consumidores. Finalmente, a insuficiência de investimentos também pode ser parcialmente explicada pela definição inapropriada da energia assegurada das usinas hidrelétricas. Havia estudos, como o Relatório Kelman, que indicavam que a energia assegurada agregada estava superestimada em cerca de 3%.

No ano anterior ao racionamento, as usinas termelétricas ficaram ociosas mais de 60% do tempo, sugerindo que havia um outro problema. O custo de déficit usado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para orientar o despacho foi fixado em R\$ 684,00 por MWh, quando deveria ser muito maior. Esta subestimação provocou uma redução do “custo da água”, cujo efeito foi priorizar o acionamento de hidrelétricas, levando ao esvaziamento dos seus reservatórios.

Diante da crise que se tornara evidente, o governo instituiu, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e designou para presidi-la seu ministro da Casa Civil,

Pedro Parente, que convocou o diretor de Infraestrutura do BNDES, Octavio Castello Branco, para coordenar os trabalhos. A primeira das 17 competências atribuídas à GCE foi a de gerenciar o racionamento, que foi decretado em junho, menos de um mês após sua criação.

O trabalho foi frenético, sob imensa pressão, tanto do ponto de vista político quanto da própria sociedade que precisava se engajar no esforço do racionamento. Seus resultados foram bem descritos num artigo escrito à época pelo próprio Octavio Castello Branco, que relatou uma redução média de mais de 20% da demanda de energia. Como consequência, o setor de distribuição, por não poder reduzir seus custos na mesma proporção nem aumentar as tarifas, passou a ter prejuízo operacional, que se converteu em grave crise de liquidez. No outro extremo havia as geradoras que, com base no Anexo V dos contratos iniciais, teriam direito à redução da energia contratada em situação hidrológica crítica, como era o caso.

Era um cenário de “caos contratual e financeiro”, com risco de colapso, pois os agentes eram incapazes de, isoladamente, chegar a um acordo. Coube à GCE promover o Acordo Geral do Setor, uma solução negociada que foi subscrita por 84 empresas responsáveis pela quase totalidade da energia gerada e distribuída no País.

Pelo documento, geradores e distribuidoras abriram mão de direitos e aceitaram a recuperação apenas parcial de suas perdas. O pleito original das geradoras apontava prejuízo de US\$ 2 bilhões e, pelo Acordo, tiveram direito a US\$ 1,1 bilhão, enquanto que as distribuidoras pleiteavam US\$ 6,3 bilhões e acordaram reconhecer apenas US\$ 2,9 bilhões.

Como parte do Acordo, foi estabelecida uma Revisão Tarifária Extraordinária, que aplicou 2,9% de aumento para os consumidores residenciais e 7,9% para os demais consumidores, com exceção dos consumidores de baixa renda, poupados de qualquer aumento. Além disso, o BNDES disponibilizou um financiamento para mitigar o efeito da diluição no tempo

da recuperação tarifária. Também foi promovida a criação da “conta gráfica” para assegurar o repasse das variações intra- anuais dos custos não gerenciados pelas distribuidoras, que frequentemente davam causa a desequilíbrios econômico-financeiros.

Por fim, o Acordo pacificava o setor na medida em que todos os agentes assinaram uma Declaração de Renúncia abrindo mão das ações judiciais. Como disse Castello Branco no referido artigo acima, “o Acordo Geral era (é) condição necessária, mas não suficiente, para colocar o setor de volta nos trilhos”.

O Instituto Acende Brasil, em seu White Paper #4²⁶, publicou uma avaliação da rentabilidade do setor elétrico, estudo esse que tem sido permanentemente atualizado na mesma página. O indicador adotado foi o EVA, métrica que incorpora o custo de oportunidade do capital, fator crucial para setores de capital intensivo como o elétrico. O estudo indicou que houve um pico de rentabilidade negativa nos anos 2002 e 2003, aqueles que foram fortemente afetados pelo racionamento.

O racionamento provocou uma redução permanente no consumo de eletricidade. Em 2001, quando se esperava um crescimento da ordem de 4,6%, a carga própria do sistema teve queda de 7,9%, com crescimento de 4,8% no ano seguinte. A queda do consumo foi a principal causa da perda de rentabilidade do setor, mas outros fatores – como o nível insatisfatório das tarifas, as mudanças no regime cambial ocorridas em 1999, e o aumento dos custos associados à crise de suprimento – também contribuíram para aquele resultado.

Paralelamente à promoção do Acordo Geral do Setor, a GCE instituiu um Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico para propor medidas que levassem à eficiência do setor numa perspectiva de longo prazo. Dentre elas, destacam-se: 1) implantação de ofertas de preços no mercado de curto prazo do Mercado Atacadista de Energia (posteriormente renomeado “Câmara de Comercialização de Energia Elétrica”); 2) realização de leilões públicos para venda de energia de serviço público,

que permitiria o acesso em condições de igualdade à “energia velha”; 3) aumento da obrigatoriedade de contratação de 85% para 95% do mercado cativo das distribuidoras; 4) substituição do “Valor Normativo” por mecanismos de licitação de compra de energia; 5) separação dos serviços de transmissão e distribuição (“fio”) dos serviços de comercialização (contratação, tarifação e cobrança) e do preço da energia (“geração”); 6) desverticalização das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; 7) redução dos limites de autocontratação (*self dealing*); e 8) incentivos à geração termelétrica.

Em absoluto contraste, o Ministério de Minas e Energia sob o novo governo de janeiro de 2003 sinalizava, em sua proposta original, uma ruptura com o modelo até então vigente e uma intervenção mais profunda do Estado. Exemplos das propostas iniciais foram: 1) o planejamento determinativo da expansão do parque gerador pelo Estado, que promoveria licitações para a construção de novas usinas; 2) a extinção do MAE (cujo 20º aniversário, felizmente, podemos celebrar agora); 3) a comercialização da energia elétrica via agente central; 4) as tarifas baseadas em um mix de energia “velha” e “nova”; 5) a remuneração de geradoras de serviço público por meio do pagamento de um encargo de capacidade; e 6) o protagonismo das empresas estatais.

O momento era, portanto, de enorme incerteza e elevada percepção de risco para os investimentos que ou eram represados ou tornavam-se mais onerosos. Isso, porém é uma outra história, que, quem sabe, daqui a mais 20 anos, eu seja novamente convidado a contar.

²⁶ Disponível em www.acendebrasil.com.br/estudos.

ARTIGO

UM MODELO INCOMPLETO



Elena Landou

*foi diretora
de infraestrutura
e privatização do
BNDES entre 1994
até junho de 1996
e desde 1997 atua
como consultora
e membro de conselho
de administração
de empresas*

O racionamento de 2001 foi uma espécie de crônica de uma crise anunciada. Estava trabalhando na ocasião como consultora de um grande grupo estrangeiro controlador de várias concessões no País, tanto na área de geração como distribuição. Evidente que não se antecipou a profundidade da crise, mas os agentes do setor privado sabiam que alguma coisa estava fora de ordem, especialmente na área regulatória.

Era ainda um período relativamente recente desde as primeiras privatizações e era natural que a nova forma de regular e fiscalizar o setor sofresse alguns ruídos. A Aneel tinha sido criada apenas em 1997, já com as privatizações em andamento. Ela trazia em seu corpo técnico profissionais acostumados com um mundo de controle estatal, que não se submetiam às regras de um contrato de concessão que definem direitos e deveres, em especial, a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato.

Durante minha passagem pelo governo, tive a oportunidade de discutir

e ajudar a escrever os primeiros contratos de concessão que eram necessários à venda do controle das estatais federais de distribuição. Lembro que um ponto de debate importante era o grau de detalhe que o contrato deveria trazer. A discussão colocava de um lado aqueles acostumados com a uma legislação detalhista, e de outro, os que defendiam um contrato com mais ênfase nos deveres e obrigações, o que dava ao regulador forte poder de intervir, como ocorria na época na Inglaterra.

Passados alguns anos, já fora do governo, percebi que estávamos diante da combinação dos dois: muitos detalhes e muitas intervenções. Essa convivência inicial, difícil, entre regulador e regulados criou um ambiente de incerteza jurídica e regulatória. O resultado foi negativo sobre as decisões de investimentos, resultando no crescimento da oferta de energia abaixo do planejado. Passados tantos anos do racionamento, muitas causas já foram enumeradas para explicar o que aconteceu naquele início de ano de 2001: lastro, mudança climática, insegurança jurídica, entre elas. Mas pouco se fala sobre os ensinamentos que a crise deixou ou poderia ter deixado.

A rápida reação do governo por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica e do BNDES permitiu o fechamento de acordo em poucos meses, com o menor impacto possível sobre as tarifas e o Tesouro. Diversos segmentos do setor privados se uniram. Buscaram uma solução e ajudaram a chegar a um entendimento numa divisão de sacrifícios.

Por causa do trauma do racionamento e seus impactos sobre o nível de atividade, políticas de demanda necessárias para reduzir a ineficiência do setor não foram mais colocadas em prática. Sempre é bom lembrar que, em meio ao grave descompasso entre oferta e demanda após a intervenção com a MP nº 579, a Aneel adiou em alguns anos (para 2015) a entrada em vigor das bandeiras tarifárias, indicador que funcionaria como sinais de preços a serem dados aos consumidores. Programas buscando eficiência por meio de incentivos – negativos com as bandeiras ou positivos

como bônus – deveriam estar sempre presentes na operação do setor, dando os sinais de preços adequados aos consumidores. Isso permitiria que eles pudessem administrar seu consumo de energia como fazem os grandes consumidores.

O setor elétrico foi o primeiro grupo do setor de infraestrutura a ser incluído no Programa Nacional de Desestatização, por meio de duas distribuidoras federais: a Escelsa, do Espírito Santo, e a Light Rio, do Rio de Janeiro, ainda no governo Collor²⁷. Elas foram privatizadas respectivamente em 1995 e 1996. Dependentes do Tesouro, as empresas estatais perderam sua capacidade financeira, resultado da crise dos anos 80. A única alternativa para expandir investimentos em setor tão essencial era recorrer ao capital privado, ainda incipiente naquela época. Daí vem a ideia da desestatização. Até o sistema Eletrobras foi incluído no PND, em 1994, no início do governo FHC. Desde então quase todas as distribuidoras estatais foram vendidas, inclusive, recentemente, seis do grupo Eletrobras – elas haviam sido federalizadas no final dos anos 1980 e foram leiloadas com sucesso em 2018.

Aliás, o governo Temer tentou vender o controle da própria holding, retomando o ciclo de privatizações. O mecanismo escolhido foi uma operação de aumento de capital com diluição da participação da União. Mas não obteve a permissão legislativa do Congresso, que passou a ser necessária por conta de lei promulgada pelo governo Lula, que retirou a Eletrobras do Programa Nacional de Desestatização²⁸. Vinte anos depois de iniciada a desestatização, a entrada de investidores privados continua sendo vital para a expansão do setor elétrico e, em especial, para a estatal, até mesmo para garantir os aportes necessários em projetos em que participa.

Neste período, ocorreram mudanças significativas na regulação e na operação do setor. O processo de venda das distribuidoras

²⁷ A desestatização do setor iniciou-se pela atividade de distribuição, a qual foi delegada, mediante licitação, à iniciativa privada, na forma de concessões de serviços públicos (art. 175, CF/88). Em 17 de julho 1995 foi assinado o contrato de concessão da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa)

²⁸ Por meio do art. 31, §1º, da Lei nº10.848 foram excluídas do PND a Eletrobras e suas controladas Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul e CGTEE.

em meados dos anos 90 foi o pontapé inicial para os estudos de reestruturação. Naquela ocasião, as atividades de geração, transmissão e distribuição ainda eram integradas, sendo quase a totalidade dos ativos estatais, federais e estaduais. Havia enorme inadimplência setorial que era pendurada na Eletrobras, que se tornou uma espécie de banco do setor.

Para ajustar o setor elétrico ao processo de desestatização, o governo brasileiro iniciou processo de desverticalização das empresas e atividades em meados dos anos 90. Até então, a maioria das concessionárias de energia elétrica brasileiras atuava de forma integrada: da geração à distribuição. A verdade é que o projeto de reforma do setor de energia elétrica desenhado nos anos 90 nunca foi concluído. Primeiro, o governo federal decidiu pela a desestatização dos ativos por meio de sua inclusão no PND, antes de ter sido definida a reforma institucional que pudesse sustentar o novo modelo. Em segundo lugar, as resistências políticas ao processo de privatização eram enormes, gerando grande instabilidade ao processo de venda das empresas, tanto que a privatização foi interrompida após a venda da Gerasul.

Em especial, dois movimentos da Aneel surpreenderam os novos atores do mercado de energia elétrica entre o fim dos anos 1990 e início dos anos 2000: a definição da base de remuneração que não correspondeu à interpretação que os investidores tinham do conceito, ao afastar a utilização de preços pagos no leilão como referência, e as dificuldades enfrentadas para uma revisão tarifária decorrente da desvalorização cambial de janeiro de 1999²⁹.

O resultado foi uma grande insegurança quanto ao marco regulatório, o que, somado à incerteza jurídica, afetou os planos de expansão na geração. Isso porque o modelo de então permitia, até ser modificado no governo Lula, o *self dealing*, ou seja,

²⁹ Com a significativa desvalorização cambial, os acionistas privados contavam com uma revisão tarifária extraordinária que seria permitida pela legislação (cf. Lei n.º 8.987, de 1995, art. 9º), o que acabou não ocorrendo da forma prevista. Esse fato gerou atraso na atualização das tarifas, insegurança jurídica e criou limitações para que os contratos de compra e venda de energia fossem utilizados como garantia nos financiamentos. Posteriormente, desequilíbrios passaram a ser computados por meio de uma conta gráfica intitulada Compensação de Variação de Valores.

as empresas de distribuição poderiam contratar com geradoras do mesmo grupo. Esperava-se com isso que as distribuidoras, uma vez privatizadas e com nova injeção de recursos, pudessem contribuir para a expansão da oferta.

As consequências da falta de planejamento e insegurança regulatória são conhecidas: os investimentos realizados pelo setor privado ficaram muito abaixo do esperado, o que contribuiu para crise de oferta de 2001. Naquela altura, a hidrologia adversa, associada à matriz essencialmente hidrelétrica e à redução dos investimentos nos anos precedentes, forçou a implementação de um programa de redução do consumo por quase nove meses³⁰.

O programa foi a primeira experiência de política de demanda do setor e bem-sucedida. A resposta da sociedade aos incentivos, bônus e multas foi além do esperado. Mostrou que havia uma boa parte de consumo ineficiente. Mas o impacto sobre a indústria foi bastante negativo, com efeitos sobre o ritmo de atividade. A expansão do PIB encolheu de 4,4% em 2000 para 1,4% em 2001. A demanda no setor levou sete anos para se recompor, deixando traumas por anos à frente.

O racionamento de 2001 deveria ter sido anunciado como uma política de demanda, mas a palavra racionamento entrou no glossário do setor como uma marca a ser evitada, para sempre. Não é tema deste depoimento tratar dos problemas enfrentados pelo atual modelo. Mas as crises de oferta aconteceram depois e, em todas elas, políticas de demanda foram evitadas por decisão política de não se falar nada que pudesse parecer um novo racionamento. Vivemos pelo menos outras duas graves crises, em 2008 e 2013. Na primeira, o racionamento do gás para uso

³⁰ Em suma, podem ser apontados alguns itens cuja união potencializou a crise do setor: a) a dependência da energia hidrelétrica e a ausência de chuvas abundantes; b) defeitos na privatização parcial e no modelo de 'desverticalização' (as geradoras permanecem federais e privatizou-se a distribuição apenas em alguns estados); c) ausência de reajuste das tarifas do setor devido à política de controle da inflação (desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos, demandas judiciais e escassez de investimentos); d) política ambiental restritiva; e) desperdício e falta de eficiência nos investimentos e gerenciamento do setor das usinas; f) necessidade de grandes aportes de capital e investimentos no mercado; g) as muitas privatizações prévias à constituição de um ente regulador independente e legislação disciplinadora do novo mercado. O governo federal chegou à inevitável conclusão de que seria indispensável um sério programa de racionamento de energia elétrica – sob pena de escassez gerar blecautes e outras consequências desastrosas.

industrial foi o escolhido. Na segunda, os consumidores ficaram alheios à adversa condição climática daquele ano.

Na prática, os governos Lula e Dilma fizeram do racionamento uma bandeira política, tornando impossível qualquer projeto que incentivasse a racionalização do consumo. Nem sequer a geração distribuída avançou no País. A prioridade dos governos PT foi a intervenção nos preços com reduções artificiais de custos e incentivo ao consumo. O modelo introduzido em 2004 priorizou a quantidade – a prioridade era não faltar MW –, sem se preocupar com eficiência, custos e tarifas. Esse modelo se esgotou. Assim como a crise de 2001 gerou o Novo Modelo para setor, a crise gerada por Dilma vai obrigar a revisão do modelo atual. Tarefa para o novo governo.

ARTIGO

OS DESAFIOS DAS PRIMEIRAS LIQUIDAÇÕES



**Luiz Eduardo
Barata Ferreira**

*é diretor-presidente
do ONS, foi conselheiro
do MAE, presidente
do Conselho de
Administração da
CCEE de 2010 a 2015*

Um setor paralisado, um racionamento de energia, um acordo que ninguém entendia muito bem, a desconfiança do setor com o novo governo eleito e até mesmo complicações bancárias constituíram os principais desafios enfrentados pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) para realizar a primeira liquidação financeira do mercado de curto prazo de energia. Entretanto, para entender toda dificuldade da concretização do processo, é preciso, inicialmente, analisar o cenário que se apresentava antes mesmo da criação do MAE. O relato a seguir é uma tentativa de contextualizar os primeiros desafios do mercado a partir da conjuntura que se apresentava entre 2001 e 2002.

Os primeiros contratempos datam de 2000, ainda antes da inauguração do Mercado Atacadista, quando o conflito setorial causado pela judicialização da comercialização da energia de Angra II levou à paralisação do mercado. Adicionalmente, o sistema computacional a ser utilizado no processo de contabilização

das operações ainda não estava concluído. Tais fatos impediram a contabilização das operações e o início efetivo das atividades do MAE, cuja inauguração formal se deu em 1° de setembro de 2000.

Nunca é demais recordar que, em 2001, o MAE era apenas um ambiente virtual, gerenciado pela chamada Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia. A Asmae era a empresa privada constituída pelas empresas que atuavam na comercialização, criada para fazer a administração do mercado, elaborar as suas regras, desenvolver um sistema computacional que realizasse a contabilização e, finalmente, contabilizar e liquidar as operações do mercado de diferenças.

Entretanto, a partir de uma intervenção da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), anunciada em abril e formalizada em junho de 2001, a Asmae foi reconfigurada e sua governança passou a ser formada por um novo conselho, o Conselho do Mercado Aberto de Energia (Comae), cujo objetivo era estabelecer as regras e julgar os casos do mercado, sendo composto por seis conselheiros, dois indicados pela Aneel, dois pelos geradores e dois pelos distribuidores. A intervenção provocou ainda que a administração da Asmae e a auditoria de suas atividades fossem conduzidas por uma consultoria privada, o Monitor Group, contratada pelo Conselho de Administração da Asmae.

Nesse momento, então, eleito pelo segmento de distribuição, iniciei meu mandato em 1° de outubro de 2001, ao lado de Lindolfo Paixão, Reni Antônio da Silva, Marcos Lopes, Laércio Dias e Marco Aurélio Palhas no Comae. Seis meses depois, com o término do contrato do Monitor Group, fomos eleitos para a direção da Asmae, que passou a ser gerida por uma diretoria própria.

Essa governança do mercado de energia foi então alterada em fevereiro de 2002 por meio de uma Medida Provisória, extinguindo-se o ambiente virtual MAE e definindo que a administração do mercado passaria a ser feita por uma nova pessoa jurídica sem fins lucrativos, o Mercado Atacadista

de Energia Elétrica. Para viabilizar essa nova governança, os proprietários da Asmae, que eram os agentes que atuavam no mercado, transferiram todo o acervo dessa instituição para o MAE. A Medida Provisória estabeleceu ainda a nova governança da instituição, constituída por uma Assembleia Geral, um Conselho de Administração formado por cinco conselheiros e uma superintendência para administrar o MAE.

Já nessa nova configuração e ao longo de 2002, a grande preocupação era com o fim do racionamento e preparar o sistema para efetivamente iniciar as contabilizações e liquidações do mercado, paralisado desde seu início em setembro de 2000. É importante mencionar que, com o advento do racionamento, o consumo forçosamente foi reduzido em 20%, o que levantou uma questão central: que tipo de tratamento deveria ser dado aos contratos que não tinham nenhuma previsão para isso?

Os agentes, então, começaram a discutir com o governo e o regulador como essa questão seria tratada, já que havia nos Contratos Iniciais um anexo (o de número V) que tratava do risco hidrológico, mas que, efetivamente, ninguém sabia como interpretar.

O governo federal criara desde o início do racionamento, em junho de 2001, um fórum para administrar o racionamento de energia – a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, sob a condução do ministro da Casa Civil, Pedro Parente, e com a participação de todas as entidades do setor elétrico e do BNDES.

No âmbito dessa Câmara, foram montados grupos de trabalho, envolvendo as lideranças dos setores de distribuição e de geração com o objetivo de encontrar uma solução para o problema econômico-financeiro decorrente do racionamento de energia. Em dezembro de 2001, distribuidores e geradores chegaram a um acordo que estabelecia as regras para contabilizar o mercado de diferenças durante o período de racionamento.

Como o MAE e a Aneel não participaram da construção desse acordo, o grande desafio foi internalizá-lo nas regras algébricas para a contabilização. Eu, como responsável técnico

do MAE, atuei o tempo inteiro junto às equipes técnicas no sentido de interpretar e introduzir, nas regras de mercado, o chamado acordão do setor. Para incorporar o entendimento sobre o acordo, a plataforma computacional da época, o Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), foi alterada no decorrer de 2002.

É interessante recordar que, até 2001, os agentes lançavam em seus balanços os resultados do mercado de curto prazo a partir de suas próprias estimativas, visto que a Asmae ainda não realizava as contabilizações mensais. Para 2002, entretanto, a Aneel exigiu que os balanços utilizassem os resultados calculados pelo MAE. Para isso, foi feita pelo Mercado Atacadista de Energia uma contabilização com regras estabelecidas pela Aneel, a partir de seu entendimento sobre o Acordo do Setor.

Dado que não havia naquele momento uma compreensão precisa do Acordo, nem pela Aneel nem pelo MAE, as regras utilizadas levaram a resultados imprecisos, cuja consequência direta desse cálculo foi um resultado equivocados, o que levou a pagamento de Imposto de Renda (IR) indevido por parte de algumas empresas com base naquela declaração.

Depois de uma efetiva compreensão do Acordo Geral do Setor, foi necessário realgebrizar o sistema. Para isso, contou-se com a participação da consultoria especializada PSR, que havia subsidiado a GCE durante as tratativas para se chegar ao Acordo. As novas regras e os novos cálculos foram colocados em consulta pública e aprovados pelos agentes e pela Aneel, permitindo assim a contabilização dos períodos de setembro de 2000 a maio de 2001, baseado em um conjunto de regras, e de junho de 2001 a fevereiro de 2002, baseado em outro conjunto, conforme estabelecido pelo Acordo. A partir de março de 2002, começamos então a contabilizar mês a mês.

A efetiva liquidação do mercado de curto prazo foi antecedida pela mudança no Ministério de Minas e Energia, com a saída de José Jorge Lima e o ingresso de Francisco Gomide e, posteriormente, a mudança no governo federal, já que nas eleições

presidenciais ocorridas em outubro de 2002 saíra vencedor o candidato da oposição – Luiz Inácio Lula da Silva. A indicação de Dilma Rousseff para a equipe de transição, associada ao programa do Partido dos Trabalhadores para a área de energia elétrica, trouxe inquietação para o setor.

No fim de 2002, tive a oportunidade de apresentar ao Ministério de Minas e Energia a situação da contabilização do MAE no período acumulado de setembro de 2000 a setembro de 2002 e auxiliar nas tratativas para a construção de uma solução para a efetiva liquidação das operações do mercado, dado que estávamos diante de um impasse, que consistia em uma resistência da nova equipe da área de energia em considerar válido o processo de contabilização sem uma prévia auditoria das operações.

A solução encontrada foi fazer a liquidação em duas “tranches”, a primeira ainda em dezembro de 2002 e a segunda em meados de 2003, após a realização de uma auditoria independente, a ser contratada pelo MAE imediatamente. Adicionalmente, para viabilizar a liquidação, dados os montantes envolvidos, permitiu-se a constituição de grupos econômicos e contou-se com o apoio econômico de Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES).

Para efetivar a liquidação foram estabelecidas negociações com o Itaú e o BNDES. O Itaú foi o banco contratado para fazer a primeira grande liquidação do Mercado Atacadista, enquanto o BNDES foi o ente financiador, emprestando para os devedores. Acertadas as negociações com os dois bancos, conseguimos realizar a liquidação em 30 de dezembro de 2002.

Vale recordar o momento da liquidação em meio ao recesso de fim de ano, no dia 30 de dezembro, que mais uma vez se caracterizou pela alta emoção. Marcado para ocorrer às dez horas, identificamos no final da manhã que a operação não havia sido realizada. Entramos, então, em contato com o BNDES, que informou que os valores devidos já haviam sido enviados pelo banco operador, o Banco do Brasil. O problema identificado foi que, em vez de enviar o dinheiro da liquidação para o Itaú

em contas correntes especificamente constituídas para essa operação, o Banco do Brasil enviou os valores para as contas dos credores com os quais essas empresas tradicionalmente trabalhavam com o BNDES. Exemplificando: o dinheiro da Cesp foi para o Banespa, o da Chesf foi para o Banco do Brasil etc. Foi necessário, então, já na tarde do dia 30 de dezembro, entrar em contato com os executivos das empresas credoras para que fosse autorizada a transferência de volta para o Banco do Brasil, para que a distribuição fosse feita corretamente para as contas do Itaú. Foi uma grande operação de guerra, mas ao final do dia 30 de dezembro de 2002, todos os pagamentos haviam sido realizados. A operação da primeira liquidação do MAE, contudo, só foi concluída em julho de 2003, após a realização da auditoria conduzida pela Trevisan.

Essa primeira grande liquidação do mercado de energia pode ser considerada uma grande vitória, pois sinalizou aos agentes que o novo governo reconhecia a operação e que o Mercado Atacadista de Energia sobreviveria.

2003

2003

Em 1º de janeiro, Luiz Inácio Lula da Silva assume a presidência da República

Durante o ano realizam-se dezenas de discussões sobre a elaboração do novo modelo do setor elétrico

2004

Em 15 de março é divulgado o novo modelo do setor elétrico, com a previsão de constituição oficial da CCEE em substituição ao MAE (arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 2004)

Decreto nº 5.163, de 30 de julho, detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e de contratação livre

Em 12 de agosto é assinado o Decreto nº 5.177, que detalha a organização, as atribuições e o funcionamento da CCEE

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Aneel em 26 de outubro via Resolução Aneel nº 109, complementa a estrutura legal básica sobre a CCEE e o mercado de energia elétrica

Em 7 de dezembro, a CCEE realiza o megaleilão de energia existente, que marcou o início do novo modelo do setor elétrico, ao contratar 17 mil MW médios de usinas

2005

Em dezembro, a Câmara de Comercialização promove o primeiro certame para viabilizar a construção de novas usinas de geração dentro do novo marco regulatório, contratando 3.286 MW médios

2007

Em dezembro, é realizado o leilão da usina de Santo Antônio, no rio Madeira, com 3.568 MW de potência, marcando a retomada de grandes hidrelétricas na região Norte

2008

Em maio, é celebrado o leilão da usina de Jirau, no rio Madeira, com capacidade instalada de 3.750 MW
Regulamentada a contratação de empreendimentos de energia de reserva

Em 19 e 20 de maio, a CCEE realiza workshop internacional sobre formação do preço de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo

2009

Primeiro leilão exclusivo para usinas eólicas marca o início da ascensão da fonte na matriz

2010

Promovido o leilão da usina hidrelétrica de Belo Monte, um dos maiores empreendimentos do gênero, com 11.233,1 MW de potência instalada

CCEE realiza primeira liquidação financeira, incluindo as transações comerciais fechadas por agentes de Acre e Rondônia

2011

Reestruturação organizacional da CCEE, resultante de um amplo diagnóstico conduzido pela consultoria internacional Roland Berger

A Association of Power Exchanges (APEX) realiza pela primeira vez no Brasil sua reunião anual, entre 23 e 26 de outubro, no Rio de Janeiro. CCEE é a anfitriã

2012

Entrada em operação do sistema CliqCCEE para processamento da contabilização e liquidação financeira, em substituição ao sistema Sinercom

2012

CONSOLIDAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

**O novo marco regulatório
O primeiro teste da CCEE
Mercado livre cresce e leilões estruturantes**

Artigos Assinados

A ADOÇÃO DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Mauricio T. Tolmasquim

A SOLIDIFICAÇÃO DA CCEE

Antônio Carlos Fraga Machado

LEILÕES: OPORTUNIDADE, BENEFÍCIO E RISCO

Tiago de Barros Correia

AS AMBIGUIDADES NA EVOLUÇÃO DO MERCADO:
LIVRE OU REGULADO?

Edvaldo Alves de Santana



CONSOLIDAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O NOVO MARCO REGULATÓRIO

A liquidação financeira da primeira tranche do mercado de curto prazo colocou o MAE nos trilhos, mas havia dúvidas sobre seu futuro. Em entrevista ao jornal Folha de S. Paulo, em 28 de dezembro de 2002, a ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, questionada sobre o futuro do MAE, cujo programa do PT no início propunha sua extinção, respondeu que haveria mudanças. “O MAE não desempenha, nunca desempenhou, jamais desempenhará seu papel, é uma ficção. Vamos extinguir a ficção. Continuará como um mercado de diferenças, regulado, não vai ser essa maluquice que a cada vez que funciona pune alguns agentes e, em muitos casos, leva a ganhos especulativos de outros”, destacou à repórter Sandra Balbi³¹.

Ao assumir em 1º de janeiro de 2003, o governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva iniciou discussões com empresários sobre ajustes na reestruturação do setor elétrico iniciada em 1995. Sobre a mesa, as duas principais dúvidas eram o papel que o mercado teria e como ficaria o mercado livre, ainda bastante reduzido. Mesmo no grupo do governo que conduzia os debates havia divergências.

“Tinha uma linha voltada para um modelo em que a Eletrobras controlava tudo, não tinha mercado livre, o planejamento e operação ficavam com ela. Era um modelo de comprador único. Houve um racha no grupo, e eu falei para

³¹ <https://www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi2812200211.htm>

a ministra que recomendava que fosse um modelo de *pool*, onde os contratos não passam pela Eletrobras, são firmados diretamente entre geradora e distribuidora, que mantinha o mercado livre, que tinha operação e planejamento separado, que criava o planejamento”, afirmou Mauricio Tolmasquim³², secretário-executivo do MME entre 2003 e 2004, em entrevista ao Canal Energia em 3 de junho de 2011.

Após mais de um ano de negociações, o governo anunciou o novo modelo em 15 de março de 2004. “Fizemos muitas reuniões com os agentes, o Ministério da Fazenda. Foi um trabalho intenso para que conseguíssemos acertar a regulação, era importante atrair capital privado e ter planejamento nas mãos do Estado”, disse Tolmasquim³³. “Eram reuniões longas, estressantes, que às vezes varavam a noite e terminavam na manhã seguinte. O processo todo levou seis meses. Às vezes, para desestressar, alguém contava uma piada, a ministra ria e o trabalho continuava”, lembrou Elbia Gannoum³⁴, então economista-chefe do Ministério de Minas e Energia.

Estabelecidas na Lei nº 10.848, as regras priorizavam a contratação regulada de energia, cujos valores de compra são definidos para períodos de suprimento pré-estabelecidos, por intermédio de licitações, na modalidade de leilões de compra provenientes de empreendimentos de geração existente e de novos empreendimentos. A comercialização de energia foi regulamentada no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o qual detalha as regras gerais de negociação, os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, os leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes e de novos empreendimentos, o processo de outorga de concessões e de autorizações inerentes ao setor, e o repasse dos valores de compra de energia às tarifas dos consumidores finais.

Foram criados dois ambientes de negociação: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), mercado mais estável em termos de fornecimento de energia, que assegura garantia adicional de

³² <http://www.provedor.nuca.ie.ufjf.br/eletrobras/estudos/couto7.pdf>

³³ Depoimento ao livro

³⁴ Depoimento ao Projeto 15 anos da CCEE

fornecimento a consumidores cativos; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), um mercado especialmente destinado a consumidores livres e empresas de comercialização, que permite certo grau de concorrência.

O desenho do setor ganhou outro contorno com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja missão era planejar a oferta e demanda do setor, e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como associação civil sem fins lucrativos, com a missão de atuar desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também tinha a função de promover os leilões de energia sob delegação da Aneel.



A CCEE teria papel fundamental para garantia de fornecimento universal e modicidade tarifária e de preços, pilares do novo modelo. Em termos práticos, a Câmara de Comercialização sucedia a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, com a alteração da denominação social de MAE para CCEE, mas mantendo-se o mesmo número de CNPJ e o mesmo endereço desde a criação do mercado em 1999. A via da arbitragem

como resolução de conflitos foi reforçada. Em outubro, a Aneel aprovou a Resolução nº 109, que estabelecia os tipos de conflitos que podem ser submetidos à arbitragem, excluindo-se aqueles que envolvam a competência direta da Aneel.

A manutenção do mercado não era a intenção original do governo, que durante a campanha eleitoral de 2002 em seu programa chegou até a sugerir a extinção do MAE. “Os preços, principais elementos orientadores e organizadores da economia e do sistema produtivo, não podem ser definidos a partir de um cassino onde a natureza joga os dados”, comentou o professor do Instituto de Eletrotécnica da USP Ildo Sauer³⁵, então um dos formuladores do programa de energia do PT durante a campanha eleitoral de 2002. A ideia se desfez diante da realidade de que era primordial em um sistema predominantemente hidrelétrico ter um mercado de acerto de diferenças.

O primeiro nome que surgiu para a nova operadora do mercado foi Administradora de Contratos de Energia Elétrica (ACEE). “Havia uma questão tributária em relação a essa sugestão: apenas em São Paulo isso poderia ter um impacto de mais de 5% de impostos. E a instituição não faria uma administração de contratos, mas a contabilização das operações de compra e venda e acerto de diferenças no curto prazo, a medição, cálculo do preço de liquidação de diferenças – PLD, liquidação, leilões... Sugeri então que fosse Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, nome mais correlacionado a uma câmara de compensação, nos moldes da então CBLC da Bolsa de Valores”, apontou a advogada Solange David³⁶, à época gerente jurídica da instituição. “Era importante dar um nome que representasse o novo e que não ficasse preso ao passado do MAE”, disse Tolmasquim³⁷.

Havia ainda o desafio de recriar a imagem, já que o Mercado Atacadista tinha vivenciado em sua curta história diversos problemas: o sonho da autorregulação tinha sido derrubado com a intervenção em abril de 2001 e a demora na conclusão da primeira liquidação financeira. “Havia um clima de desconfiança

³⁵ <https://docplayer.com.br/79225645-A-genese-e-a-permanencia-da-crise-do-setor-eletrico-no-brasil-ildo-luis-sauer.html>

³⁶ Depoimento ao livro

³⁷ Depoimento ao livro e ao Projeto 15 anos da CCEE

em relação à sua criação e à transição do MAE para a CCEE em 2003 e 2004, por conta do histórico de conflitos recentes. Muitos especialistas opinavam que a CCEE seria uma ficção como o MAE e que nunca iria funcionar. A Dilma me pediu para entrar na instituição e ver se era para fechar”, observou o presidente da Câmara de Comercialização entre 2004 e 2011, Antônio Carlos Fraga Machado³⁸.

A Lei do Novo Modelo também excluiu a Eletrobras e suas subsidiárias do Programa Nacional de Desestatização, suspendendo o processo de privatizações do setor elétrico. Entre 1995 e 2000, foram transferidos os controles de 23 estatais elétricas, processo iniciado em julho de 1995 com a venda da capixaba Escelsa e concluído em novembro de 2000 com a paraibana Saelpa, segundo estudo “Privatização do Setor Elétrico no Brasil”, publicado em fevereiro de 2005 pelo economista Carlos Kawall Leal Ferreira. Dessas privatizações: quatro empresas eram geradoras de energia elétrica; e 19 eram distribuidoras (duas federais e 17 estaduais). Na geração federal, apenas a Gerasul tinha sido vendida. Cerca de 80% da área de distribuição e 20% da geração tinha sido transferida à iniciativa privada.

A atuação dos agentes do setor foi redesenhada, com a possibilidade de os geradores participarem dos dois ambientes e as distribuidoras devendo obrigatoriamente ficar no ACR. Os consumidores livres, por sua vez, ficaram restritos ao ACL. Consumidores livres foram confirmados como aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV; ou a qualquer tensão caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Caso um consumidor optasse pelo mercado livre, apenas poderia voltar ao ambiente regulado após notificar sua distribuidora local com no mínimo cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu exclusivo critério, exceto para consumidores especiais, que podem fazer uso de um prazo menor, de 180 dias de antecedência.

³⁸ Depoimento ao livro e ao Projeto 15 anos da CCEE

O PRIMEIRO TESTE DA CCEE

Dezenas de técnicos trabalharam em ritmo incessante na primeira semana de dezembro de 2004 no hotel Grand Meliá, no World Trade Center, zona sul paulistana. A razão foi colocar de pé uma megaestrutura para acolher, em 7 de dezembro, o maior evento da história do setor de energia elétrica do País e o primeiro teste do modelo implementado em 2004 pelo governo Lula – o primeiro leilão de “energia existente”. Zelo era a palavra de ordem entre todos os envolvidos.

Um aparato de segurança jamais visto no setor elétrico foi mobilizado. Foram reservados três andares do hotel para os investidores. Nas suítes de cada uma das empresas vendedoras, só puderam entrar até 12 representantes. Em cada quarto havia um auditor da KPMG, acompanhando os lances dados pelas empresas. Antes do início, uma varredura em todos os quartos foi conduzida por equipes de segurança.

O certame foi acompanhado por três fiscais da Aneel. Os participantes foram submetidos a um esquema de segurança similar ao de grandes chefes de Estado. Na entrada, foram obrigados a passar por detectores de metais para evitar que aparelhos proibidos fossem usados durante a disputa. Celulares, canetas, agendas eletrônicas foram confiscados. Foi criada uma rede privada para evitar que *hackers* acessassem o sistema eletrônico do leilão. O investimento em toda essa estrutura foi de R\$ 3,5 milhões, em valores da época.

“A comissão e os participantes estiveram presentes em ambiente confinado e isolado durante todo o certame”, afirmou Machado³⁹, então presidente da CCEE. “Como o volume de energia era muito elevado, havia preocupação de que todo o processo fosse o mais transparente possível, sem conluio entre os agentes”, lembrou Leonardo Calabro⁴⁰, que era conselheiro da CCEE.

O trabalho foi bem-sucedido. A partir daí 76 leilões foram realizados pela CCEE até dezembro de 2018. A CCEE superou

³⁹ Depoimento ao livro

⁴⁰ Depoimento ao Projeto 15 anos da CCEE

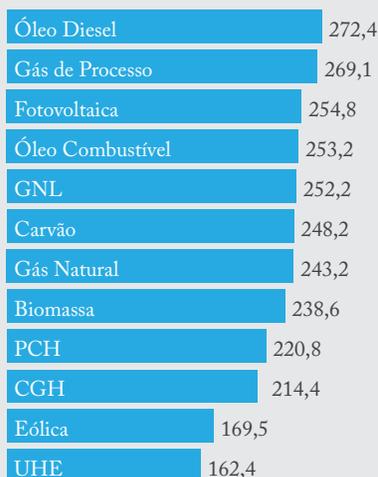
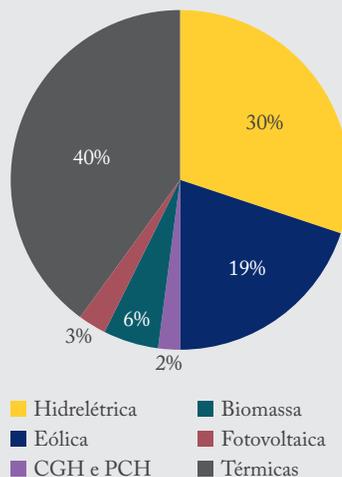
seu primeiro desafio, ao realizar o leilão de contratação de 17 mil MW médios de usinas que entraram em operação antes de 2000 e que detinham um volume expressivo de contratos para vencer a partir de 2003. O volume contratado representou 77% de todo o montante já negociado em energia existente. O leilão ofertou três produtos com início de suprimento em anos distintos – 2005, 2006 e 2007.

Todos contratos tiveram prazo de oito anos, com término entre 2012 e 2014, movimentando mais de R\$ 120 bilhões em valores atuais e o registro de 973 novos contratos no Ambiente de Contratação Regulada. Para atender à demanda, a CCEE viabilizou análise e assinatura dos contratos e dos instrumentos de garantia com todos os 12 vendedores e 35 compradores do certame. “Foi o primeiro leilão do novo modelo. Se fosse um fracasso, o modelo e o próprio País entrariam em crise. Felizmente, foi um grande sucesso”, observou Tolmasquim, então presidente da EPE⁴¹.

O sucesso fez as atribuições da CCEE crescerem. As novas regras estabelecidas para o setor elétrico a partir de 2004 exigiram que as distribuidoras de energia elétrica passassem a adquirir toda a demanda de seus mercados apenas em leilões regulados. Para dar maior flexibilidade às empresas no gerenciamento das compras, o Decreto nº 5.163, de 2004, permitiu a elas ajustes contratuais por meio da troca de sobras e déficits entre si. Essas oscilações, naturais, decorriam de eventual perda de grandes consumidores, quando estes optavam pelo mercado livre; ou por outros desvios de mercado, caso em que poderia haver redução de até 4% do montante inicial contratado. Para viabilizar essas trocas, foi criado o Mecanismo de Compensações de Sobras e Déficit (MCSD), em 2005, que ficou sob responsabilidade da CCEE. O objetivo foi permitir que os agentes de distribuição compensassem entre si montantes de energia elétrica com sobras e déficits declarados voluntariamente.

Um ano depois do primeiro leilão de energia existente, mais um teste surgiu no horizonte da CCEE, que voltou a disponibilizar

⁴¹ Depoimento ao livro

LEILÕES DE EXPANSÃO (2005 A 2018)**Preço médio por fonte nos leilões de expansão
(R\$/ MWh)****Participação por tipo de fonte**

Valores financeiros atualizados com o IPCA de dezembro/18

uma grande estrutura tecnológica, operacional e de segurança para realizar, em 16 de dezembro de 2005, o primeiro leilão para viabilizar a construção de usinas dentro do marco regulatório estabelecido em 2004.

Dessa vez, o certame foi realizado no Rio de Janeiro, no hotel Caesar Park, em frente à praia de Ipanema, zona sul carioca. A segurança foi reforçada. Os participantes também precisavam estar fisicamente presentes. Os representantes das empresas cadastradas na licitação e os envolvidos na organização ficaram isolados, sem comunicação com o mundo externo, para evitar conluíus entre concorrentes ou vazamento de informações. “A sistemática determinava que, mesmo que o participante não tivesse vendido energia, tinha que permanecer confinado até liberação da auditoria, para evitar troca de informações”, afirmou Sérgio Moraes⁴², responsável pelos leilões à época na CCEE.

Ao todo 68 empresas participaram como vendedoras e 32 como compradoras. Das 49 usinas negociadas, 20 eram novas,

⁴² Depoimento ao projeto 15 anos da CCEE

sendo 11 hidrelétricas e nove termelétricas. O leilão comercializou um volume total de 3.286 MW médios. A demanda das distribuidoras de energia para os anos de 2005, 2006, 2007 e 2010 tinha sido 100% atendida, restando ser contemplada somente 1,2% e 4,5%, respectivamente, da demanda para os anos de 2008 e 2009, segundo informações da EPE. Os contratos movimentaram volume financeiro de R\$ 68,4 bilhões à época. A CCEE superou mais um desafio.

MERCADO LIVRE CRESCE E LEILÕES ESTRUTURANTES

Com a consolidação do marco regulatório, o mercado ganhou densidade. A Câmara de Comercialização chegou ao fim de 2005 com seu quadro de agentes triplicado em relação a dezembro de 2004, totalizando 662 empresas. A expansão resultou de um crescimento recorde no número de consumidores livres: em um ano, a classe saltou de 34 para 470 agentes. O ingresso dos consumidores livres permitiu que os sistemas da CCEE passassem a visualizar as cargas e os pontos de consumo dessas empresas. O aumento na quantidade de pontos demandou contínuos aperfeiçoamentos no processo de medição, por meio da utilização em maior escala do Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica (SCDE).

Em dezembro de 2007, o consórcio Santo Antônio Energia venceu o leilão A-5, comercializando a energia gerada pelo empreendimento a ser construído no rio Madeira, com potência instalada de 3.568 MW. Menos de seis meses depois, em maio de 2008, foi feita a licitação da usina de Jirau, também no rio Madeira, com 3.750 MW. Os certames marcaram a retomada dos grandes projetos hidrelétricos na região Norte, depois da

construção da usina de Tucuruí (PA) na década de 1970, e que passou por uma ampliação iniciada no fim da década de 1990 e concluída em 2004.

Em 2008 foi regulamentada a contratação de empreendimentos de energia de reserva, cujo objetivo é garantir a segurança no suprimento de energia elétrica. O primeiro leilão desta modalidade, promovido ainda em 2008, foi voltado especificamente para termelétricas movidas a biomassa, tendo resultado na compra da energia de usinas a bagaço de cana e capim elefante. Posteriormente, a energia de reserva contrataria parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e a usina nuclear de Angra III.

A diversificação da matriz, com o avanço de fontes intermitentes, trazia novas discussões. A CCEE realizou, em maio de 2008, o “Workshop Internacional sobre Formação de Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo”, em São Paulo, com a presença de mais de 400 representantes do setor elétrico, entre agentes, entidades, órgãos governamentais e lideranças acadêmicas. O objetivo do evento foi realizar uma profunda reflexão sobre a formação do PLD, conduzida pelos principais agentes e especialistas do mercado de energia nacional e internacional.

Um ano depois, em 2009, o governo anunciou que realizaria um leilão voltado exclusivamente à contratação de usinas eólicas. Em novembro foi divulgado que 339 usinas, que somavam 10 GW em capacidade instalada, estavam habilitadas tecnicamente para a disputa, agendada para 14 de dezembro. O preço inicial foi definido em R\$189/MWh, sendo que os empreendedores que ofertassem os menores valores fechariam contratos de 20 anos para a venda de energia a partir de julho de 2012.

A contratação somou 1,8 GW em usinas a serem erguidas em Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Sergipe. O resultado foi um preço médio de venda de R\$148,39/MWh, que representou um deságio de 21,49% sobre o teto que havia sido estabelecido. Elbia Melo, que era conselheira da CCEE na época do leilão e desde 2011 é presidente da Associação Brasileira

⁴³ Depoimento ao projeto 15 anos da CCEE



Anton (Thinkstock)

O primeiro leilão de energia de reserva contratou projetos de bagaço de cana-de-açúcar

de Energia Eólica (Abeeólica), comentou que o resultado da licitação foi um divisor de águas. “Governo e empresários perceberam a importância da inserção da fonte eólica na matriz, porque ela se mostrou competitiva”, disse⁴³. A CCEE chegou ao fim de 2009 com mil agentes associados e mais de R\$ 1 bilhão liquidado no mercado de curto prazo, em valores da época.

O início de 2010 trouxe novidades para o mercado: em janeiro, a CCEE realizou a primeira liquidação financeira incluindo as transações comerciais fechadas por agentes de Acre e Rondônia, referente às transações comerciais de novembro de 2009. O início das operações selou o processo de interligação ao Sistema Interligado Nacional desses estados, cujo fornecimento de energia elétrica era feito por usinas térmicas de forma isolada.

Em 20 de abril, promoveu-se o leilão da usina hidrelétrica de Belo Monte, a maior exclusivamente brasileira, com capacidade instalada de 11.233,1 MW. O leilão, que contratou 3.200 MW médios ao preço de R\$ 77,97 por MWh, movimentou R\$ 61,98 bilhões, em valores da época. Do total, 70% da energia foi para o mercado regulado, sendo os 30% restantes destinados

a autoprodutores (10%) e mercado livre (20%). A possibilidade de destinar 10% da energia produzida pela hidrelétrica a autoprodutores foi uma inovação incorporada pelo governo atendendo ao pleito dos investidores, que visaram mitigar os riscos de diferença de preços entre submercados.

A realização periódica dos leilões de contratação coincidia com a consolidação do mercado, que assistia à forte expansão dos consumidores especiais. Em dezembro de 2006, a Aneel havia publicado a Resolução nº 247, pela qual, com a presença dos comercializadores, consolidava-se um mercado competitivo voltado apenas para as fontes renováveis, descentralizadas e de médio porte, fazendo com que os consumidores especiais, com demanda acima de 500 kW, pudessem escolher livremente o fornecedor. Com um desconto no transporte⁴⁴ que varia entre 50% e 100%, criou-se um ambiente propício para desenvolver empreendimentos de geração movido por PCHs, eólicas, biomassa e, posteriormente, energia solar.

O limite, inferior aos 3 MW estabelecidos como mínimo para o consumidor livre, abriu espaço para que pequenas indústrias, centros comerciais, hotéis e outras empresas com grande demanda por energia, mas que não chegam a ser eletrointensivas, ajudassem a acelerar o crescimento desse nicho de mercado. Ao mesmo tempo, viabilizaram o investimento em fontes renováveis, uma vez que os consumidores especiais só podem comprar energia incentivada – proveniente de fontes como pequenas centrais hidrelétricas, usinas a biomassa, parques eólicos ou fotovoltaicas. Em 2011, apenas três anos depois da adesão dos primeiros consumidores especiais, a classe ultrapassou o número de consumidores livres cadastrados na CCEE, que encerrou aquele ano superando a marca de mais de mil consumidores associados, sendo 514 livres e 587 especiais. O crescimento do mercado – e do volume de dados e transações – exigiu uma plataforma eletrônica mais robusta. O sistema anterior, o Sinercom, não apresentava a flexibilidade necessária

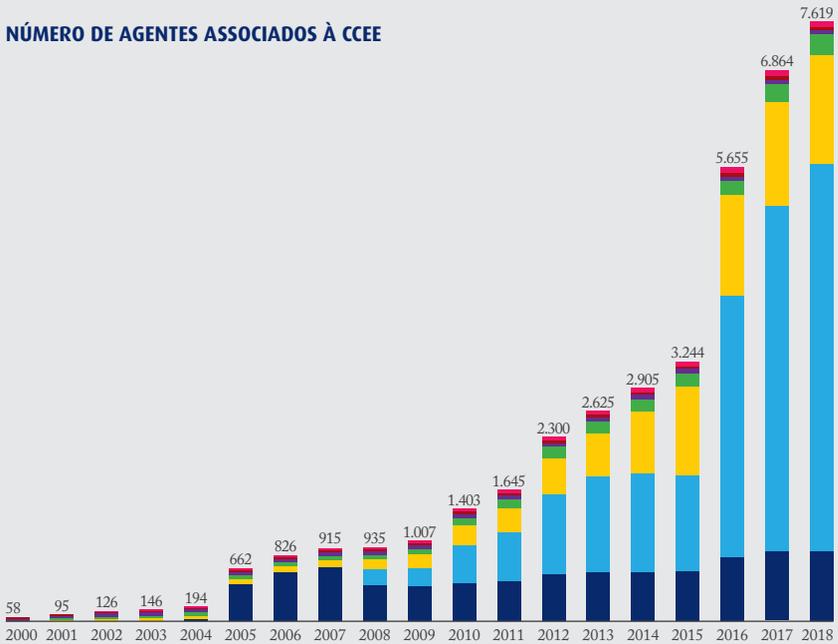
⁴⁴ Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão – TUSD e TUST

e já mostrava sinais de exaustão. A partir de 2008, quando a CCEE fortaleceu ação junto aos agentes para instalação e automatização de medidores de energia, o volume de dados havia sido multiplicado várias vezes, já que os medidores faziam transmissões a cada cinco minutos.

Entre 23 e 26 de outubro de 2011, a CCEE foi anfitriã da APEX Conference, encontro anual dos associados da Association of Power Exchanges (APEX), em sua maioria, operadores de mercado de diferentes países. Em parceria com o Canal Energia, a CCEE ainda realizou o evento “APEX & Brazil Energy Market and Industry”, com palestras ministradas por executivos internacionais e participação do público, composto em sua maioria por brasileiros. Foram discutidos temas como a formação de preços de energia, despacho comercial por meio do acoplamento de mercado, câmaras de compensação, bolsas de energia e derivativos, além do debate sobre as tendências e os desafios de mercado de energia no mundo todo. “O modelo brasileiro tem obtido resultados excepcionais em várias frentes e, para continuar evoluindo, é essencial nos mantermos atualizados e plenamente inseridos nos principais fóruns de discussão”, apontou o então presidente do Conselho de Administração da CCEE, Luiz Eduardo Barata Ferreira, durante a abertura do evento. Foi a primeira vez em que a conferência da APEX, restrita a associados, foi sucedida por um evento aberto ao público em geral, inovação resultante do relacionamento entre a CCEE e a APEX. Em outubro de 2012, após quatro anos de desenvolvimento e aproximadamente 350 profissionais envolvidos, entrou em operação um novo sistema de contabilização e liquidação, o CliqCCEE, que trouxe um importante avanço tecnológico ao mercado. Essencial para viabilizar o funcionamento do mercado de energia elétrica, o sistema apresentou resultados expressivos já em seus primeiros meses, ao reduzir o tempo de processamento das contabilizações de uma média de 40 horas para duas horas e meia.

Em dezembro de 2012, a CCEE chegou a 2.300 empresas em seu quadro de agentes, um crescimento de 40% em apenas um ano. A expansão seria ainda maior nos próximos anos sob um novo cenário, em que uma intervenção do Estado acabou criando espaço para incremento do mercado.

NÚMERO DE AGENTES ASSOCIADOS À CCEE



Participação

Classe	Dez/18	(%)	Dez/17	(%)
● Gerador a Título de Serviço Público	45	0,6%	46	0,7%
● Gerador Autoprodutor	70	0,9%	65	0,9%
● Distribuidor	46	0,6%	49	0,7%
● Comercializador	270	3,5%	219	3,2%
● Gerador Produtor Independente	1.369	18,0%	1.293	18,8%
● Consumidor Especial	4.932	64,7%	4.318	62,9%
● Consumidor Livre	887	11,6%	874	12,7%
Total	7.619	100%	6.864	100%

Ref. Dezembro/18

ARTIGO

A ADOÇÃO DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO



**Maurício
T. Tolmasquim**

foi secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia entre 2003 e 2005 e presidiu a EPE de 2005 a julho de 2016

Quando assumi o cargo de secretário-executivo do Ministério em janeiro de 2003, tinha claro que a prioridade do governo deveria ser a garantia da segurança do abastecimento de energia elétrica. O País tinha passado por um grande trauma dois anos antes, quando havia sido decretado o maior racionamento de nossa história. Os consumidores tiveram de reduzir 20% do consumo compulsoriamente, sob pena de ter uma penalidade pecuniária e, eventualmente, o fornecimento cortado. Além disso, o crescimento econômico foi fortemente afetado.

O relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada por decreto presidencial e coordenada pelo então presidente da Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman, aponta como causa do racionamento o desequilíbrio entre oferta e demanda e não um problema hidrológico. Segundo o relatório, “a hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer, com a severidade que ocorreu, devido

à intervenção de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise”. O documento afirma que “o aumento do consumo de energia correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento”, e conclui que “a energia não aportada ao sistema devido à combinação do atraso de geração programada e à não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento em 2001”.

A falta de investimentos na construção de novas usinas no ritmo necessário se explica pela combinação de dois fatores. Primeiro, as empresas do Grupo Eletrobras diminuíram drasticamente o ritmo dos investimentos em novas usinas em razão dos preparativos para serem privatizadas e das restrições impostas pelo acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI), que fazia com que os investimentos das empresas estatais e públicas fossem tratados da mesma forma que as despesas correntes do governo nos cálculos das metas de superávit primário. Segunda razão: os investimentos privados não ocorreram no ritmo necessário, dados os altos riscos percebidos pelos investidores no desenho de mercado implementado em meados dos anos 90.

Apesar do mérito do Projeto Re-Seb em introduzir a competição na geração, o novo marco regulatório falhava ao não garantir fluxo de receita estável para o investidor. O empreendedor corria o risco de construir uma usina e não conseguir cliente para contratar sua energia em eventual queda do mercado. Restaria ao empreendedor negociar sua energia no mercado *spot*, o que não seria um problema tão grande se o Brasil fosse um País majoritariamente termelétrico, com preços no mercado *spot* mais previsíveis.

Contudo, em um País com predominância de hidrelétricas, o preço depende da hidrologia: em períodos de seca é alto e em épocas de muita chuva é muito baixo. Quatro anos seguidos de boas vazões e baixo preço levariam o investidor à falência. Em ambiente de alto risco, os investidores privados não fizeram os investimentos necessários à expansão.

O Brasil é um País em que o mercado cresce de 4% a 5% ao ano. A Eletrobras, apesar de historicamente importante para a expansão do sistema, não tem condições de arcar com os investimentos necessários. Era imperativo atrair os investidores privados. O desafio, portanto, era reduzir o risco para o investidor e ao mesmo tempo introduzir uma verdadeira competição no setor. Para isto, era necessário interromper o processo de autocontratação (*self dealing*), no qual algumas distribuidoras contratavam energia a custos mais elevados de geradores do mesmo grupo empresarial e repassavam o sobrecusto para o consumidor. A solução foi obrigar as distribuidoras a só contratarem energia por meio de leilões públicos. Os vencedores dos leilões assinam um contrato de longo prazo com as distribuidoras, garantindo maior previsibilidade da receita no longo prazo.

Esses contratos são o elemento central da redução de risco dos investidores, aumentando a previsibilidade do fluxo de caixa e facilitando o financiamento. Também são fator essencial na diminuição dos riscos dos financiadores. Assim, o BNDES passou a aceitar os contratos de longo prazo como parte das garantias, implementando um mecanismo de *project finance* onde os recebíveis servem de colateral para o financiamento.

O Novo Modelo do Setor Elétrico se apoia em contratos como forma de induzir a expansão do sistema. Toda a carga, seja das distribuidoras ou dos consumidores livres, deve estar 100% contratada e todo contrato deve estar lastreado por energia garantida. Isso assegura que sempre haverá capacidade física de geração para atender à expansão do mercado. As distribuidoras contratam sua energia por meio de leilões no ambiente de contratação regulado, e os grandes consumidores (maiores que 3 MW) e comercializadoras negociam a compra de energia de forma bilateral no ambiente de contratação livre.

O relatório Kelman conclui também que “o fluxo de informação entre o ONS, Aneel, MME e Presidência da República foi inadequado para transmitir ao alto escalão

do governo qual o risco e qual a severidade da crise de suprimento que se avizinhava”. Para resolver esta falha institucional, o Novo Modelo criou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de facilitar o diálogo entre as diversas entidades responsáveis pelo funcionamento do Sistema Interligado Nacional.

Outra inovação de caráter institucional foi a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja concepção partiu do ideal de que é fundamental dotar o Estado de instituições baseadas no conhecimento e na excelência técnica com ferramentas e base de dados adequados à formulação de políticas públicas e ao apoio à tomada de decisão. A EPE foi estruturada para servir de elo entre o conhecimento de ponta e o tomador de decisão. Sua criação resgatou a responsabilidade do Estado de assegurar o bom desempenho da infraestrutura energética.

O Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), instituído pela reforma setorial dos anos 1990, deu lugar à CCEE. O MAE era um ambiente de contratação sem personalidade jurídica, gerido pela Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Asmae). O modelo autorregulado do MAE não funcionou, tornando necessária a alteração do arranjo regulatório da comercialização. Aproveitando parte da estrutura do Mercado Atacadista, viabilizou-se a criação da Câmara de Comercialização como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, autorizada do Poder Concedente sob regulação e fiscalização da Aneel. A CCEE tem sido essencial para viabilizar a comercialização de energia elétrica tanto no ACR quanto no ACL. Passou a atuar também como agente promotor dos leilões por delegação da Aneel e administrador dos contratos de compra e venda de energia.

Desde sua implantação, o novo marco propiciou a contratação de mais de mil usinas totalizando quase 90 mil MW de capacidade instalada e diversificando a matriz elétrica. Em energia eólica, desde 2009, foram contratados em 20 leilões

cerca de 700 projetos de parques eólicos, totalizando 17 GW. Em 2017 o Brasil foi o 6º País a mais expandir a sua capacidade de geração eólica, atingindo o 8º lugar em termos de capacidade total instalada. Em 2018, graças aos investimentos viabilizados pelos leilões, o Brasil atingiu a marca de 14 GW instalados, equivalente à potência instalada da usina hidrelétrica de Itaipu.

Até 2003 praticamente toda a bioeletricidade gerada pela cana-de-açúcar era destinada para autoconsumo das unidades produtoras. Com os leilões, desde 2004, houve crescimento significativo da exportação de energia para a rede elétrica, que se tornou vertiginoso a partir de 2009. Em 2016, aproximadamente 60% da eletricidade gerada a partir das usinas sucroenergéticas (destilarias de etanol) foi exportada para o Sistema Interligado Nacional.

Em energia solar, o Brasil possui características bastante favoráveis, com destaque para a elevada irradiação incidente em praticamente todo território nacional. Em geração centralizada, iniciou-se em 2014 a contratação da energia fotovoltaica por meio de leilões públicos, o que fará o País atingir 2 GW de geração centralizada em 2018. Aliás, em relação às fontes renováveis, vale mencionar que os leilões foram também fundamentais para a expansão do parque hidrelétrico, com a contratação entre 2005 e 2016 de mais de 40 GW dessas usinas.

A diversificação da matriz elétrica se combinou à enorme atração de investidores privados. A quase totalidade dos vencedores dos leilões de eólica, biomassa, solar e termelétricas a combustíveis fósseis é de empresas privadas, nacionais e internacionais. Na hidreletricidade, os vencedores dos leilões eram privados ou uma sociedade entre privados e estatais federais e estaduais. Dada a necessidade de investimentos e de aumento da competição, garantiu-se uma ampla participação de todos investidores, evitando-se a discriminação quanto a origem do capital, permitindo a presença de empreendedores nacionais e estrangeiros; privados ou estatais. Assistiu-se ainda

ao processo de desconcentração do setor, com o surgimento de um número grande de médios investidores. O modelo adotado de contratos de longo prazo associado a financiamento de grande parte do Capex tornou possível o surgimento desses inúmeros novos empreendedores nos leilões de energia.

Passados 14 anos da implantação do atual marco regulatório setorial, vivemos o prelúdio de uma nova era energética com as tecnologias disruptivas. Três tendências estão conduzindo a uma ruptura do paradigma setorial: a descarbonização de grandes setores da economia com a redução dos custos das novas fontes renováveis e a eletrificação do setor de transportes; a descentralização impulsionada pela forte redução nos custos de recursos energéticos distribuídos, como painéis fotovoltaicos e baterias; e a digitalização da rede com o uso de medição inteligente, automação e internet das coisas.

Neste contexto, são bem-vindas as propostas de aperfeiçoamento do marco regulatório, que permitam a emergência de novos arranjos comerciais, o surgimento de novos agentes setoriais, maior liberdade de escolha para os consumidores e uma maior flexibilidade do sistema elétrico. A prudência, contudo, recomenda que, qualquer que seja a mudança, zele-se pela atratividade dos investimentos em geração e pela sustentabilidade econômica do setor de distribuição. Afinal, a segurança do abastecimento em um País com altas taxas de crescimento do mercado de energia passa necessariamente pelo investimento privado na expansão da capacidade instalada; assim como o atendimento aos pequenos consumidores exigem um setor de distribuição saudável.

ARTIGO

A SOLIDIFICAÇÃO DA CCEE



**Antônio Carlos
Fraga Machado**

*presidiu o MAE
em 2003 e a CCEE
de 2004 a 2011,
onde também foi
conselheiro entre
2012 e 2016*

Ao completar 20 anos de existência exitosa, a CCEE consolida-se como uma instituição madura, segura e de excelência profissional. A operadora do mercado de energia elétrica do Brasil produz estabilidade aos agentes e à economia nacional. Seu principal produto é a credibilidade, patrimônio construído com afincamento cotidiano por seus associados, agentes de mercado que sempre puderam contar com o conhecimento excelente dos colaboradores e a firme coordenação do Conselho de Administração. Nesta data de celebração dos vinte anos, cabe recordar um pouco dos primórdios da CCEE e do mercado de energia elétrica do País.

A Asmae e depois o MAE foram criados para operar a contabilização e liquidação do mercado de curto prazo de energia elétrica. O Brasil, por questões de segurança e garantia do abastecimento energético, adota o conceito de energia assegurada para cada empreendimento de geração. A comercialização de contratos de energia assegurada, ou seja, de capacidade firme de produção

de energia de cada usina, produz uma diferença entre o que se comercializa e o que se entrega, pois o despacho das plantas geradoras é centralizado. Assim as diferenças entre a energia produzida e a vendida e, na outra ponta, entre a energia consumida e a comprada, necessitam de um mercado de balanço para contabilizar e liquidar estas diferenças.

Os percalços para implantação deste mercado no Brasil foram muitos e intensos. Desconhecimento, resistências e desconfianças marcaram os primórdios desta implantação. Além disso, as regras de mercado necessitavam serem estabelecidas e aperfeiçoadas simultaneamente à implantação do mercado. Algo comparável a ter que se completar a construção do avião em pleno voo. As primeiras tentativas de implantação das regras foram extremamente difíceis. Agentes impactados negativamente não as aceitavam. A dificuldade de seu entendimento e de sua aceitação e uma atmosfera de descrédito travaram o início das operações de mercado. Dois pontos destacaram-se como os mais controvertidos: a comercialização da energia de fonte nuclear, no caso a usina de Angra II, e a aplicação do Anexo V dos contratos de concessão de distribuição, que expuseram em valores expressivos as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Após muitas idas e vindas e depois do término do racionamento de energia elétrica, foi assinado o Acordo Geral do Setor, pré-requisito necessário, porém não suficiente, para o início das operações de mercado. Turbulências administrativas na Asmae e a posterior intervenção da Aneel aumentaram a onda de descrédito entre os agentes. Todavia, em 2002, a gestão firme de Lindolfo Paixão preparou terreno para, enfim, o mercado decolar. Eu tive a honra e a difícil missão de substituir Paixão na presidência do MAE em 2003.

Aquele ano foi marcante para o mercado de energia elétrica. Preparou-se a reforma do setor elétrico, onde novos conceitos foram implementados, dos quais destaco: a implantação

de leilões com contratos de longo prazo com a fixação da menor tarifa como critério de vencimento do certame e a ampliação das funções do Mercado Atacadista evoluindo para a Câmara de Comercialização.

A CCEE, assim como foi o MAE, é uma entidade sem fins lucrativos que vive das contribuições dos seus associados, cujo orçamento é discutido em assembleia e o valor distribuído pelos agentes. Em sua concepção, não mais só cuidaria do mercado atacadista, mas também incorporaria outras funções relevantes para a indústria e o comércio de energia, como a realização dos leilões de energia e a administração dos contratos regulados decorrentes dos certames.

Entre dezembro de 2002 e setembro de 2003, finalmente colocamos em dia as operações de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo que estavam cerca de dois anos atrasadas; aliás, nunca tinham sido efetivadas. Todas tentativas, até então, haviam sido frustradas. Um dos fatores preponderantes a trazer credibilidade para as operações foi a realização de auditorias independentes da contabilização e da pré e pós liquidação. Em 10 de novembro de 2003, o MAE se transformou em CCEE. A credibilidade foi crescendo e a instituição passou a mediar acordos em que associados desistiram de litígios judiciais, preferindo conciliações administrativas embasadas nos dados confiáveis das equipes da Câmara de Comercialização.

Em dezembro de 2004, fizemos o primeiro leilão de energia do novo modelo setorial, onde muita coisa dependia de seu sucesso. O novo modelo seria testado neste leilão, um eventual fracasso diminuiria sensivelmente sua credibilidade. As geradoras estavam descontratadas e vendiam sua energia no mercado de curto prazo ao preço mínimo. Precisavam de receita decorrente da venda do leilão para não falirem. Uma operação de grande porte foi montada para preservar a segurança do leilão e evitar a possibilidade de conluio entre os participantes. Uma equipe de auditores atuou presencialmente para garantir a integridade do certame.

A sistemática do leilão foi estudada e testada em centenas de simulações e treinamentos. Câmeras monitoraram os ambientes de competição. Não foram permitidas as entradas de telefones, computadores portáteis ou de quaisquer materiais de comunicação. A comissão de leilão e os participantes estiveram presentes em ambiente confinado e isolado durante todo o leilão. Os incidentes foram analisados e decididos em tempo real. Foi o maior leilão de energia da história em todo mundo, que comercializou R\$ 74,7 bilhões na época. A partir daí, dezenas de leilões foram realizados pela CCEE.

Ao longo dos anos, muitas outras atividades foram assumidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, pois a sua excelência e credibilidade transmitiam tranquilidade ao mercado, ao órgão regulador e ao governo para aumentar sua missão, atribuindo-lhe questões nevrálgicas e sensíveis no setor, superando assim o clima de desconfiança em relação à sua criação e à transição do Mercado Atacadista para a CCEE em 2003 e 2004, por conta do passado do histórico de conflitos recentes.

Muitos especialistas opinavam que ela seria uma ficção como o MAE e que nunca iria funcionar. Um trabalho paciente, passo a passo, com transparência e compartilhamento com os agentes a cada passo dado, construiu e consolidou a solidez da CCEE por meio de sua maneira de operar e dos resultados que alcançou e que continua alcançando. Atualmente, ela tem mais de trinta funções além de contabilizar e liquidar o mercado de curto prazo. Vem funcionando como ponta do sistema, último elo da cadeia e, por isso, não pode errar. É uma responsabilidade imensa que vem atendendo fielmente.

A credibilidade que a Câmara de Comercialização alcançou ao longo dos anos foi o que fez com que ela conseguisse ganhar novas atribuições fruto do reconhecimento do mercado pelo trabalho executado. Isso representa um amadurecimento da organização e de seus colaboradores. Se alguém me perguntar qual o grande produto que ela vende, respondo, sem a menor dúvida, que é a credibilidade.

Ela aprendeu com seus erros e acertos e enfrentou muitos obstáculos. Desenvolveu assim habilidade e capacidade incríveis para resolver problemas. Por isso, ela vem sendo procurada para ser a solução quando o problema é muito grande. A Conta-ACR é um exemplo recente disso; a participação na solução do impasse em relação ao GSF é outro. A CCEE é a ponta do sistema; ou as coisas se resolvem ali ou não têm solução, o que aumenta a sua credibilidade e responsabilidade.

Em 2003, o mercado livre tinha apenas quatro agentes, agora são mais de sete mil e a fila não para de crescer. A formação e o crescimento do mercado livre são outro legado importante. Os consumidores livres têm oportunidade de escolher seu supridor de energia, o que incentiva a competição. As comercializadoras assumiram um papel relevante no setor. Muitos investidores migraram do mercado financeiro para a negociação de energia elétrica. A CCEE cumpre sua função num ambiente de regras claras e atuando com excelência operacional. É um nicho importante de negócios na economia brasileira.

Sua atuação sempre visou às melhores soluções em um ambiente em que os interesses são divergentes. Há muita colaboração e um espírito proativo de busca de solução presente em todos os seus associados. Mesmo sendo um mercado competitivo, nas questões de interesse geral, sempre houve uma busca do bem comum. Isso contribuiu bastante na missão da CCEE como operadora do mercado. Neste sentido, a atuação do Conselho de Administração foi sempre exemplar. Seus membros, pessoas de grande experiência técnica e profissional, sempre atuaram de forma convergente na busca de soluções que atendessem o interesse geral. Seu desempenho tem sido transparente e rígido no cumprimento nas regras e procedimentos de comercialização. A relação de cooperação com as entidades representativas setoriais, com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e com o governo, facilitou esta busca do bem comum ao mercado de energia do País.

Os colaboradores da CCEE têm um papel enorme na afirmação de sua atuação no setor elétrico e na consolidação do mercado. Agradeço muito aos seus integrantes, que comigo labutaram nesta jornada de implantação. Muito aprendi com todos e levo somente lembranças boas de camaradagem e de trocas de experiências profissionais do mais alto nível. Estes profissionais dedicados desenvolveram *expertises* que só se encontram na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que cumpre mais uma missão: a de ser a maior formadora de profissionais que atuam no mercado. O ambiente de trabalho intelectual e democrático facilita a criação e busca das melhores práticas e soluções técnicas.

ARTIGO

LEILÕES: OPORTUNIDADE, BENEFÍCIO E RISCO



Tiago de Barros Correia
atuou na assessoria econômica do MME entre 2004 e 2012. Foi diretor da Aneel entre 2014 e 2018

A reestruturação de um setor econômico jamais será causa finita – sua regulação nunca será perfeita, acabada, definitiva. Especialmente quando circunstanciada por intensas inovações de tecnologias e modelos de negócios. Ademais, esse desafio torna-se especialmente ambicioso quando a reestruturação é operada sobre uma indústria complexa como a de eletricidade, caracterizada por: significantes economias de escala e de escopo; longo tempo de implantação e de maturação dos investimentos; atividades tipificadas como monopólio natural; requisitos estritos de coordenação em tempo real da operação dos agentes envolvidos; e, principalmente, uma exposição a custos marginais persistentemente abaixo do custo médio por longos períodos.

Os principais vetores da reforma iniciada pela Medida Provisória nº 144, de 2003, posteriormente convertida na Lei nº 10.848, foram as deficiências de mercado e de regulação que impediram (ou não favoreceram adequadamente)

a contratação tempestiva de nova capacidade de geração, que culminou no racionamento de 2001 e na posterior crise financeira de 2002. Dentre as falhas identificadas, a principal seria a incapacidade de os preços do mercado à vista sinalizarem adequadamente a necessidade de investimentos. Em um mercado em que os geradores hidrelétricos permaneciam como produtores marginais em até 90% do tempo, o preço, fixado pelo custo marginal, tendia a permanecer abaixo do custo médio.

Em tal contexto, a volatilidade dos preços (entendida como a velocidade e dimensão das alterações de preços), combinada com valores sistematicamente abaixo dos custos médios (causada pela predominância da oferta hidrelétrica), atua como uma restrição efetiva ao desenvolvimento de contratos de longo prazo, sem os quais investimentos que requerem longo tempo de construção e de maturação dificilmente se viabilizam. O preço só sinalizaria para a necessidade de novos investimentos quando o suprimento já estivesse em risco de colapso. Assim, o principal propósito do Novo Modelo foi viabilizar a contratação de longo prazo e a adequação dos volumes de investimentos ao ritmo de expansão da carga.

Analisando em retrospectiva, as reformas institucionais implementadas no setor e instrumentalizadas pelos leilões alcançaram seu principal objetivo. De 2004 a 2017 a capacidade instalada de geração cresceu mais de 70% e o volume de energia transacionada no mercado livre atingiu 68.760 MW médios, alta de 440%. Mais importante, a despeito de períodos seguidos de baixa hidrologia, os consumidores não foram submetidos a novo racionamento. O novo modelo foi particularmente bem-sucedido no emprego de leilões regulados para criar um ambiente de negociação conjunta para os contratos de outorga de novas usinas geradoras, de comercialização de energia elétrica e de cessão de garantias financeiras, que permitiram tornar os riscos dos projetos mais compreensivos e viabilizaram que estes fossem financiados por meio de *project finance*.

Isso possibilitava um maior investimento para um dado volume de garantias corporativas. Esse modelo também teve grande sucesso na introdução das fontes renováveis eólica e solar em nossa matriz por contemplar suas características técnicas e operacionais nas obrigações contratuais de entrega de energia elétrica.

Por outro lado, o processo de reforma e liberalização do setor elétrico (e de outros segmentos regulados que tiveram seus mercados abertos) é basicamente um processo de identificação, precificação e alocação de riscos. No modelo estatizado e verticalizado, a integridade dos riscos era sustentada pelos consumidores ou contribuintes. Nos modelos baseados em mercado, os riscos passam a ser divididos entre todos os agentes. Tal abordagem em tese, quando suportada por uma boa regulação, permite que os riscos sejam melhores identificados, precificados, mitigados e contratados, e que as decisões sejam baseadas na relação de risco e retorno associada. Na prática, a regulação é um processo de *learning by doing*, os contratos são firmados em ambientes de incerteza e de evolução tecnológica, de modo que nem todos os riscos são previamente contratados ou regulados.

Com base no aprendizado dos últimos anos, um dos pontos fundamentais a ser rediscutido é exatamente a matriz de riscos embutida nos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), objetos dos leilões regulados. As principais fontes energéticas do País são sazonais, estocásticas e em alguns casos intermitentes, enquanto as secundárias, por terem custos variáveis mais elevados e atuarem como recursos complementares, têm seu despacho dominado pela disponibilidade dos recursos renováveis e estocásticos.

Um problema é que a parcela do risco de entrega de energia ao longo do ano (sazonalização) e ao longo das horas do dia (modulação) foi em grande medida tratada por fora dos CCEARs. Nos casos dos contratos por disponibilidade o risco, em maior ou menor medida, a depender da fonte, era repassado ao consumidor final, e nos contratos por quantidade,

até recentemente exclusividade de hidrelétricas, era tratado por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que estabelece o compartilhamento do risco da estocasticidade da geração hidrelétrica entre seus participantes.

Se não bastasse a variabilidade das fontes energéticas, o consumo de energia elétrica também é sazonal e estocástico e, salvo felizes coincidências, não terá a mesma sazonalidade típica de nenhuma das fontes. Assim, ao se deter nos CCEARs, percebe-se que, quando a obrigação de entrega de energia elétrica é sazonalizada pelos compradores, o gerador vende energia e compra risco, assim o preço do contrato deve corresponder ao preço da energia mais o prêmio de risco; já no contrato sazonalizado pelo gerador, ele vende energia e risco, então o preço do contrato deve ser o preço da energia menos o prêmio de risco.

Quando olhada para o conjunto de recursos energéticos, verifica-se alguma complementariedade nas sazonalidades das diferentes fontes. O regime de ventos fica mais intenso e constante no período de seca, coincidente com a colheita da biomassa e também quando é maior a incidência solar. Ainda assim, diferenças entre as sazonalizações sempre ocorrerão e, portanto, convém ter mecanismos regulatórios para acomodar os riscos decorrentes. Apesar disso, ainda não se tentou minimizar o hiato entre as sazonalidades das distribuidoras e dos geradores por meio de melhores contratos, sendo que aquelas referentes às distribuidoras não são sequer solicitadas pelo MME ou pela Aneel nos processos de leilões. Não obstante, a melhor compreensão sobre essa segunda fonte de riscos, que se tornou mais evidente nos últimos cinco anos, sendo hoje objeto de intensa judicialização, será indubitavelmente o eixo condutor da próxima fase de reformas do setor elétrico. As possibilidades de reforma envolverão necessariamente a rediscussão dos instrumentos de gestão de riscos existentes nos regulamentos, nos CCEARs e nas regras de leilões.

O MRE, por sua vez, talvez não seja mais capaz de mitigar adequadamente o risco hidrológico. Quando foi concebido,

nosso parque gerador era majoritariamente hidrelétrico, sendo as diferenças regionais dos regimes de afluência e a capacidade de armazenamento dos reservatórios suficientes para compensar desvios de geração entre usinas. Porém, com a redução relativa da participação das hidrelétricas na oferta de energia, agravada pelo impacto do aumento da carga sobre a capacidade de armazenamento, as correlações negativas verificadas no início do MRE se tornaram positivas. Em vez de reduzir risco, ele agora o aumenta. O que era solução tornou-se problema. O Mecanismo talvez precise ser substituído por um mercado de contratos derivativos ou por outros instrumentos financeiros de gestão de risco específicos para o setor elétrico.

Adicionalmente, conhecida a demanda sazonalizada e supondo que esta permaneça constante, o Ministério de Minas e Energia poderia conduzir leilões combinatoriais de modo a encontrar *ex-post* o portfólio de contratos que minimizasse conjuntamente o risco de sazonalidade dos compradores e vendedores. Uma alternativa seria permitir que os vendedores realizassem o “empacotamento” *ex-ante* e oferecessem contratos que atendessem aos requisitos desejados de sazonalidade. Para tanto, cada CCEAR seria associado a um conjunto de empreendimentos selecionados pelo vendedor para minimizar seu risco.

Cabe ainda destacar o papel dos leilões de novos empreendimentos na diversificação da matriz, com destaque para a inserção de fontes não convencionais: eólica, biomassa e solar. Se no início do milênio a competitividade delas dependia de leilões específicos, hoje elas competem em pé de igualdade com as fontes primárias convencionais. O avanço das fontes alternativas foi bastante facilitado pela compreensão de que os objetos contratados nos leilões seriam contratos que deveriam ser desenhados de modo a satisfazer as necessidades dos consumidores com respeito às características técnicas de cada fonte. Abordagem semelhante já tem sido adotada pela Aneel em projetos pilotos de contratos decorrentes de resposta da demanda.

Muito se avançou nos leilões de novos empreendimentos, porém alguns aspectos devem ser examinados com o objetivo de aperfeiçoá-los. Os formatos atuais de leilão sequenciais, *clock* e simultâneo não permitem uma precificação apropriada de empreendimentos complementares, nos quais a presença de sinergia resulte em benefício extra. Isso seria somente tratado apropriadamente com leilões combinatórios, o que coloca desafios computacionais não desprezíveis.

Se a expansão da geração ficou relativamente bem acomodada a um processo de planejamento indicativo, o mesmo não ocorre com o planejamento da expansão do sistema de transmissão. Diante da dissociação dos interesses entre agentes de geração e de transmissão, causada pela desverticalização, e com a taxa de retorno sinalizando a preferência dos agentes, linhas de transmissão absolutamente necessárias têm sido rejeitadas com frequência muito além do razoável. Aqui há um paradoxo: o agente de transmissão percebe as linhas como bens substitutos em larga medida, enquanto os requisitos de operação da rede básica conferem a cada linha função específica não transferível para alguma outra. Talvez fosse o caso de se buscar inspiração nos leilões da antiga Babilônia.

ARTIGO

AS AMBIGUIDADES NA EVOLUÇÃO DO MERCADO: LIVRE OU REGULADO?



**Edvaldo Alves
de Santana**

*foi superintendente
de Estudos do Mercado
da Aneel entre
2000 e 2005 e diretor
da agência por
dois mandatos entre
2005 e 2013*

As explicações para a evolução e performance do mercado livre de energia elétrica no Brasil não são triviais. Não são encontradas em manuais de economia, tampouco naqueles “cardápios” produzidos no início dos anos 1990, com receitas de reestruturação para todos os setores organizados sob a forma de rede. Ao fim de 2018, mais de 30% do consumo de energia já é atendido via transações realizadas no Ambiente de Contratação Livre. Parece pouco, algo como 21.000 MW médios, mas é mais do que a soma das cargas de todos os Países da América Latina, excluídos Argentina, México e Colômbia. A história, isto é, as contradições e indeterminações que estão por trás desse número, é um capítulo à parte. É aqui contada de forma resumida, com ênfase para eventos mais pitorescos.

O Mercado Atacadista de Energia foi criado pela Lei nº 9.648, de 1998. Seria o *locus* das transações de energia entre geradoras, distribuidoras, comercializadoras e uma categoria especial, denominada de consumidores livres,

que tinha sido criada três anos antes pela Lei nº 9.074, de 1995. Criou-se ainda o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a quem foi dada a nobre atribuição de operar, de forma otimizada, o sistema eletroenergético brasileiro.

Era o sonho de uma coisa muito moderna, com um aspecto emblemático, sua primeira excentricidade, nem de longe a mais importante: o Brasil, até hoje, possui o único arranjo institucional em que a operação do mercado e a do sistema são separadas em termos organizacionais.

Mas aqui vem o segundo fato pitoresco, que serve para explicar as ineficiências que decorrem da frágil estrutura de governança da operação do sistema e do mercado, por isso falo aqui também do ONS. Embora sua criação tenha seguido o paradigma de então, dos “cardápios” dos quais falei no começo, esse órgão central do sistema elétrico brasileiro abriu mão do termo “independente” na construção do seu nome, substituído por “nacional”. Não foi gratuito. A instituição foi formada por executivos e técnicos que pertenciam à Eletrobras ou suas controladas, vários ainda estão por lá. Era um pessoal muito qualificado, que integrava o Grupo Coordenador das Operações Interligadas (GCOI), que calculava o custo marginal de curto prazo - uma espécie de preço *spot* daquela época.

O GCOI, talvez a entidade mais poderosa do setor elétrico entre os anos 1970 e 1990, tinha no topo de sua hierarquia a própria Eletrobras. Só para lembrar, a partir de meados dos anos 1990 começou um relevante programa de privatização. Assim, concordar com a “independência” do Operador Nacional do Sistema Elétrico em relação à Eletrobras era quase que a mesma coisa que desprezar o papel daquela empresa no setor elétrico e concordar com a sua privatização, o que é uma controvérsia ainda nos dias atuais – 20 anos depois.

Mas qual a relação entre a (in)dependência do ONS e o funcionamento do mercado lá na sua origem? Escrevi acima que compete à instituição a operação otimizada do sistema,

atribuição que é levada a efeito com o uso de um conjunto de modelos matemáticos, que são exatamente os mesmos utilizados pelo mercado para a formação do preço. Se podia não ser independente a aplicação desses modelos matemáticos pelo operador do sistema, certamente isto contaminaria os sinais de preço e a evolução do mercado.

Um retrato preciso disso encontra-se em documento que ficou conhecido como o Relatório Kelman⁴⁵. Vejam à página 11: “A Eletrobras, o ONS, a Agência Nacional de Energia Elétrica e o Ministério de Minas e Energia estavam cientes, em meados de 1999, de que havia riscos de déficit muito elevados para 2000 e 2001. No entanto, segundo o ONS, houve instruções do MME para que não se divulgasse publicamente as avaliações de risco e severidade ...”. Mais dependência do que isso seria impossível.

Embora já estivesse com suas regras devidamente aprovadas e consolidadas e já contasse com três consumidores livres, o mercado não funcionava, dado que não fizera uma só contabilização e liquidação antes de dezembro de 2002. Era um ambiente autorregulado, cuja estrutura de governança sequer tinha sido avaliada pela Aneel. O racionamento, que produziu uma verdadeira “caça às bruxas”, demoliu a ideia da autorregulação, sendo decretada, em 2001, pela agência uma intervenção. Foi totalmente modificada a estrutura de governança do MAE. Nomeou-se um Conselho que conduziria essa intervenção, tendo o cuidado de indicar dois de seus superintendentes entre eles⁴⁶: o autor deste capítulo e José Alves de Melo Franco. Os outros eram Lindolfo Paixão, o presidente, Marcos José Lopes, Marcos Mello e Reni Silva, conforme os detalhes que constam da Resolução nº 330, de 2001. Essa intervenção traçou todos os caminhos para o funcionamento efetivo do Mercado Atacadista, o que aconteceu em 2003,

⁴⁵ O Relatório Kelman pode ser encontrado em www.kelman.com.br/relatorio_kelman.pdf

⁴⁶ Certamente há uma explicação, mas esse período não consta do histórico do Mercado. No site da CCEE, os anos passam de 2000 para 2002, quem sabe por ser uma intervenção

com o Conselho já tendo sido pelo menos duas vezes modificado, a primeira delas depois da intervenção.

Outro fato marcante permite identificar o funcionamento do mercado em 2003: com fim do racionamento, em 2002, as empresas de geração, em sua maioria estatal, enfrentavam uma monumental sobra de energia liquidada a um preço *spot* muito baixo. Decidiu-se, então, pela realização de um leilão de sobras, cujas transações seriam concretizadas no âmbito da CCEE, que sucedeu o MAE. Foi um sucesso total, o leilão e o funcionamento do mercado a partir desse evento. Contudo, as transações realizadas não eram livremente negociadas, em razão de regras rígidas estabelecidas em edital padrão, com todo rigor daqueles que passam pelo crivo do Tribunal de Contas da União (TCU). O certo é que o mercado “livre” passou de 1% da carga no início de 2003 para mais de 10% no fim de 2004. Em outras palavras, a sua primeira grande expansão foi resultado de transações muito bem reguladas. É ou não um fato pitoresco?

Ainda em 2003, já sob a égide de um governo que ganhara a eleição prometendo, dentre outras coisas, o fim do ambiente de livre negociação, o mercado passou por um novo teste, quem sabe o mais rigoroso. Ele era uma das “heranças malditas”, metáfora utilizada pelo governo entrante para caracterizar tudo o que não lhe agradava no mandato anterior. O modelo institucional, neste caminho, foi muito modificado pela Lei nº 10.848, de 2004.

O MAE passou a ser denominado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Merece ser destacado um aspecto simbólico. Na nova lei, que tinha originalmente 20 páginas, não há uma vez sequer a palavra “mercado”. Nem no Decreto nº 5.163, de 2004, que a regulamentou, ela foi escrita. Ganha um doce quem descobri-la no Decreto nº 5.177, de 2004, que, vejam só, instituiu a nova CCEE – o “novo mercado”.

Porém, entre uma hesitação e outra e apesar da indeterminação, jamais o mercado crescera tanto. Em 2008

ele já tinha uma participação de mais de 25% do total do consumo, tudo decorrente de transações livremente negociadas. Outro detalhe que talvez poucos saibam: entre os novos conselheiros da instituição, em 2004, pelo menos um teria sido lá colocado para “acabar com o mercado”. Não foi bem-sucedido, sendo depois um dos seus principais entusiastas, como me relatou anos depois.

A Câmara de Comercialização ficou também muito conhecida por realizar quase todos os leilões do Ambiente de Contratação Regulado, em geral de grande sucesso, mesmo que esta não tenha sido sua vocação. Essa mescla de atribuições, parte ACL e parte ACR, ficou mais evidente em 2008, depois da criação da Conta de Energia de Reserva (Coner). A CCEE hoje é parte interessada no mercado, pois é a contraparte nos contratos de energia de reserva e ainda administra a Conta. Como se isso fosse pouco, também é da sua responsabilidade pela gestão da conta de bandeira tarifária, entre as coisas mais reguladas que existem no setor elétrico brasileiro.

Mas a hesitação que caracteriza a evolução do mercado livre não “colou” apenas no MAE e depois na CCEE. A Superintendência da Aneel, que cuida de tal ambiente e que antes chamava-se Superintendência de Estudos Econômicos e do Mercado (SEM), passou a ser denominada de Superintendência de Regulação do Mercado (SRM). Tudo indica que a ideia não é limitar o mercado, mas a inclusão do termo “regulado” pode sinalizar que o mercado, no mínimo, já não é tão livre ou que o regulador está em dúvida. Ademais, a SRM assumiu novas atribuições, como os estudos tarifários para o ambiente regulado, deixando mais ambíguos seus objetivos, como se não houvesse distinção entre o que é livre e o que é regulado.

Uma questão final: como explicar que, apesar de tamanha ambivalência e vacilação, o mercado livre tenha progredido tão bem, chegando a alcançar um terço do total da energia consumida? É que o mercado funciona, desde que não seja “muito”

atrapalhado, desde que seja mantida a porta aberta para dele entrar e sair. Como se diz da democracia, *o mercado é a pior maneira de realizar as transações de compra e venda de energia, salvas todas as demais que já foram experimentadas aqui e acolá*. A fresta deixada em 2003, com o leilão regulado de sobra de energia, fez o mercado passar por sua primeira barreira ideológica, como aconteceu também em 2004, quando o sarrafo subiu muito mais. As barreiras regulatórias que aconteceram depois, quando a CCEE passou a ter interesses no negócio e a ser um agente importante do ACR, também foram ultrapassadas, por isso o mercado é o que é, mesmo que, no Brasil, prevaleça a hesitação entre o livre e o regulado.

2012

2012

Em fevereiro é publicada a Resolução nº 482 da Aneel, que institui a medição inteligente e a geração distribuída solar

Em 11 de setembro, é divulgada a MP nº 579 com novas regras para renovação da concessão de ativos de geração, transmissão e distribuição que expiravam entre 2015 e 2017

2013

Em janeiro, a MP nº 579 é convertida na Lei 12.783

Manaus é interligada ao Sistema Interligado Nacional

2014

Em abril, um sindicato de dez bancos firma contrato com a CCEE para financiar R\$11,2 bilhões destinados a distribuidoras de energia elétrica, afetadas com a exposição ao mercado de curto prazo e o despacho de térmicas (Conta-ÁCR)

Em agosto é assinado contrato firmado entre a CCEE e um pool de 13 bancos para viabilizar a operação que estabelece uma segunda linha de crédito no valor de R\$ 6,58 bilhões, a serem utilizados pelas distribuidoras

2015

As contas de energia passam a incorporar o Sistema de Bandeiras Tarifárias

Amapá é conectado ao Sistema Interligado Nacional

Em julho, o governo federal lança a MP nº 688, convertida na Lei nº 13.203, que resolveu o impasse do risco hidrológico (GSF) no mercado cativo, no qual se permitiu que as hidrelétricas comprem um “seguro” e transfiram o risco para o consumidor

Regulamentação pela Aneel da criação do comercializador varejista

2016

A CCEE registra aumento de 25 vezes no número de adesão de consumidores em relação ao ano anterior. Fim da exigência do medidor de retaguarda beneficia 3.450 unidades consumidoras, facilitando a migração para o mercado livre

Ministério de Minas e Energia lança Consulta Pública nº 21 sobre a expansão do mercado livre

Em julho, começam a operar os primeiros comercializadores varejistas na CCEE:

CPFL Brasil Varejista, EKCE (do grupo Elektro) e Comerc Power

2017

CCEE tornou-se responsável pela gestão e operação das contas setoriais (CDE, CCC e RGR), em atendimento à Lei nº 13.360

Câmara de Comercialização registra adesão de 1.267 empresas para o Ambiente de Contratação Livre, uma média de 105 por mês

Em julho, o Ministério de Minas e Energia lança a Consulta Pública nº 33 para discutir aperfeiçoamentos no modelo

2018

CCEE promove Fórum de Debates com a presença do ministro para discutir o futuro do setor, reunindo mil participantes

Instaurada no Congresso comissão especial para analisar o Projeto de Lei nº 1917, que trata da ampliação do mercado livre

CCEE realiza estudo para implantação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD Horário, em base diária, disponibilizando simulações ao mercado (operação sombra)

AJUSTES NO MODELO E DESAFIOS ATUAIS

A Lei nº 12.783 e seus reflexos

Contas Setoriais

GSF aponta necessidade de mudança estrutural no MRE

Forte crescimento

Artigos Assinados

OS EFEITOS DA MP Nº 579

Mario Veiga

MERCADO LIVRE COMO AGENTE
TRANSFORMADOR DO SETOR ELÉTRICO

Luiz Fernando Leone Vianna

O MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO
E SUAS LIMITAÇÕES

Paulo Pedrosa

HORA DE INCENTIVAR O INVESTIMENTO PRIVADO

Ricardo Perez Botelho



AJUSTES NO MODELO E DESAFIOS ATUAIS

A LEI Nº 12.783 E SEUS REFLEXOS

Em 11 de setembro de 2012, o governo anunciou a MP nº 579 sobre concessões de usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e distribuidoras cujos contratos expirariam entre 2015 e 2017. Convertida em janeiro de 2013 na Lei nº 12.783, ela trouxe novas regras para renovação da concessão de ativos que representavam 20% do parque gerador nacional, 67% do sistema de transmissão e 36% da área de distribuição. O maior impacto se deu sobre as geradoras, a maioria estatais como Eletrobras, Cesp, Cemig e Copel.

Pelas regras anunciadas, as geradoras que renovassem suas concessões teriam de abandonar o regime de preços livres que vinham praticando nos últimos anos e se submeteriam a tarifas-teto fixadas pela Aneel, sendo remuneradas por cotas de geração, definidas anualmente e rateadas por todos os consumidores do sistema interligado nacional. As cotas transferiram o risco hidrológico dos geradores para os consumidores. A liquidação delas – operação na qual as distribuidoras de energia pagam para as geradoras envolvidas nesse regime uma receita de venda definida pelo governo – foi atribuída à CCEE, que também passou a gerenciar a operação das cotas das usinas de Angra. A Câmara de Comercialização passou então a realizar seis liquidações financeiras por mês, uma vez que a instituição já processava as operações do mercado de curto prazo de energia, as penalidades, a energia de reserva e o Mecanismo de Cessão de Sobras e Déficits (MCSD), por meio do qual as distribuidoras “trocam” contratos de eletricidade entre si.

A maior parte das concessões tinha idade média de 56 anos, sendo que a maioria delas já tinha sido renovada, pelo menos, uma vez, segundo estudo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp), uma das principais defensoras de que a renovação dos ativos fosse usada para reduzir o preço da energia. “A licitação desses empreendimentos, sob os critérios de menor tarifa, faria o custo baixar para R\$ 20 o MWh ou até menos que isso, o que implicaria R\$ 900 bilhões em 30 anos em ganhos para todos os consumidores”, ressaltou o então presidente da Fiesp, Paulo Skaf, em seminário promovido pela entidade em 6 de agosto de 2012 em São Paulo, um mês antes do anúncio da MP nº 579. “Não faria sentido continuar remunerando estes ativos indefinidamente. O rendimento maior, que iria para o acionista, voltará agora para a sociedade”, afirmou o então secretário de Energia, Marcio Zimmermann, em audiência pública no Senado, em 14 de novembro de 2012.

As estatais afetadas pela MP correram para impedir que ela fosse transformada em Lei. Exemplo foi a Cemig, cujos executivos fizeram diversas visitas ao Ministério de Minas Energia e levaram o assunto à Câmara e ao Senado. Segundo o então presidente da estatal mineira, Djalma de Moraes, nas primeiras semanas do anúncio da medida, 5% dos investidores decidiram vender ações da empresa. “Queremos que o contrato seja respeitado, porque muitas outras empresas já tiveram anteriormente seus ativos renovados quando era a primeira vez que eles expiravam”, afirmou Moraes em 16 de outubro de 2002, em seminário promovido pela Associação Brasileira de Infraestrutura e Indústrias de Base (Abdib) sobre os impactos da MP nº 579. Após muitas idas a Brasília, a empresa não conseguiu convencer o governo a alterar os pontos⁴⁷. Copel e Cesp, também de estados governados pelo PSDB, juntaram forças com a estatal mineira para alterar pontos da regulação, mas também não tiveram sucesso. Com a promessa de reduzir em 20% as tarifas, a MP foi votada e aprovada no Congresso em 12 de dezembro de 2012.

⁴⁷ Revista Comunicação Empresarial 88 da Aberje

A legislação, no entanto, criou problemas porque não foi aceita integralmente pelas empresas. Se adotassem as regras do governo, as geradoras só passariam a transferir para o preço da energia os custos de operação e manutenção das hidrelétricas. Naquele momento, estimava-se que esses empreendimentos, que vendiam energia a R\$ 90 o MWh, teriam de comercializar contratos a cerca de R\$ 30 o MWh. Parte das concessões não foi renovada, já que Copel, Cesp e Cemig consideraram mais vantajoso vender a energia descontratada no mercado de curto prazo a um PLD que chegou a R\$ 822 por MWh. “A controversa MP nº 579 acabou afetando o delicado equilíbrio econômico-financeiro do segmento, provocando efeitos nocivos que até hoje não foram solucionados adequadamente”, ressaltou Luiz Fernando Vianna, CEO da Delta Energia Asset Management e à época presidente do Conselho de Administração da Apine⁴⁸.

A não adesão de algumas geradoras levou à exposição bilionária das distribuidoras, que tiveram de contratar cerca de 3 GW médios no mercado à vista para substituir o montante descontratado, justamente quando os preços se tornaram elevados devido à escassez de chuvas. O governo editou em 1º de abril de 2014 o Decreto nº 8.221, pelo qual estabeleceu a Conta-ACR, destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica entre fevereiro e dezembro de 2014 em decorrência de exposição involuntária no mercado de curto prazo, além do despacho de usinas termelétricas vinculadas a contratos no ambiente regulado.

A conta seria gerenciada pela CCEE, que firmou, em abril de 2014, a primeira tranche dos empréstimos com um sindicato de dez bancos para financiar R\$11,2 bilhões, em valores da época, para a Conta-ACR. No momento desta operação, três conselheiros⁴⁹ renunciaram a seus cargos na CCEE e foram substituídos. Em agosto, foi assinada a segunda tranche com 13 bancos, que estabeleceram à época uma segunda linha de crédito no valor de R\$ 6,58 bilhões.

⁴⁸ Depoimento ao livro

⁴⁹ Ricardo Lima, Luciano Freire e Paulo Born foram os executivos que renunciaram a seus mandatos

Além de adotar o regime de cotas, para atingir a redução de 20%, em média, das tarifas de energia, a Lei nº 12.783 alterava encargos. Criada originalmente em 2002 para promover o desenvolvimento de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) passou a incorporar novos objetivos, como o de permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão de concessões de energia elétrica e o de atender a finalidade de modicidade tarifária.

Também foram adicionadas à CDE as funções de prover recursos para compensar os descontos aplicados nas tarifas de energia elétrica (subsídios tarifários) e o efeito da não adesão à prorrogação das concessões de geração.

Auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU) constatou que a redução de 20% das tarifas de energia elétrica decorrente da MP nº 579 seria ultrapassada já ao fim de 2015. Questões conjunturais – como despacho pleno das usinas térmicas, não realização do leilão A-1 em 2012 e exposição involuntária das distribuidoras – geraram custos extraordinários que ultrapassaram os ganhos obtidos em 2013, de acordo com o documento. “No que tange aos custos da CDE, no biênio 2013 e 2014 (projeção), constatou-se que, para sustentar as mudanças advindas da MP nº 579, foram gastos, em 2013, R\$ 25 bilhões e, em 2014, estima-se que serão gastos R\$ 36 bilhões, o que totaliza R\$ 61 bilhões. Entretanto, a MP nº 579, de 2012, conseguiu reduzir, na estrutura tarifária, apenas R\$ 16,8 bilhões ao ano”, segundo o documento⁵⁰.

Para a advogada Elena Landau, que foi diretora do BNDES e presidente do Conselho de Administração da Eletrobras, o setor elétrico viveu em 2015 uma crise grave. “Foi consequência da intervenção desastrosa do governo via Medida Provisória nº 579. A seca apenas agravou o desequilíbrio criado com a mudança nas regras contratuais e o cancelamento do leilão de energia no final de 2012. Em pouco mais de dois anos, o setor acumula

⁵⁰ <https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/impactos-da-medida-provisoria-579-2012-sobre-a-counta-de-desenvolvimento-energetico-cde.htm>

desequilíbrios financeiros acima de R\$ 100 bilhões e a Eletrobras se inviabilizou, sem que isso pudesse impedir aumentos extraordinários de tarifas em 2014 e 2015”, frisou a economista em artigo intitulado “Às escuras”, no jornal Folha de S. Paulo, em 6 de fevereiro de 2015.

CONTAS SETORIAIS E MUDANÇAS NO ACL

Em maio de 2016, após o processo de impeachment ter sido aprovado no Senado, o vice-presidente da República, Michel Temer, assumiu a Presidência. Mudanças no setor de energia foram realizadas. Em novembro, foi sancionada a Lei nº 13.360, que, segundo o governo, foi feita para aprimorar o marco regulatório após as mudanças introduzidas pela lei 12.783.

Para propiciar maior transparência aos encargos, foi transferida para a CCEE a gestão da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), anteriormente administrada pela Eletrobras, bem como a gestão da Reserva Global de Reversão (RGR) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Além da gestão da Conta-ACR e dos encargos setoriais, a CCEE ampliou seu escopo operacional nos últimos anos, ao incorporar mais uma atividade.

Em 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta três cores – verde, amarela e vermelha –, que indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final em função das condições de geração de eletricidade. A CCEE passou a gerenciar a conta. Desde 2012, as térmicas têm contribuído com cerca de um terço da geração de eletricidade. Em 2001, sua capacidade instalada (usinas movidas a óleo diesel, óleo combustível, gás natural e carvão mineral) era de 5.127 MW. Em 2014, chegou a 22 mil MW, um aumento de 419%,

segundo dados apresentados pelo presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, em 21 de setembro de 2015 no evento “Brazil Energy and Power”, no Rio de Janeiro.

A legislação trouxe ainda mudanças relevantes para o mercado livre, possibilitando a venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Livre - ACL. A CCEE implementou o Mecanismo de Venda de Excedentes em 2018 e realizou a liquidação da primeira etapa das operações em janeiro de 2019. Com participação de 17 distribuidoras e 363 compradores, entre comercializadoras, consumidores livres, especiais e geradores, o mecanismo negociou 270,3 MW médios em contratos de três meses.

Outro destaque foi a queda da restrição para consumidores atendidos em tensão inferior a 69 kV, ligados à rede até 7 de julho de 1995, fazerem parte do ACL. No fim de dezembro de 2018, o Ministério de Minas e Energia divulgou também a Portaria nº 514, estabelecendo a redução gradual dos limites de migração de consumidores para o mercado livre. A partir de 1º de julho de 2019, tal barreira vai ser reduzida de 3 MW para 2,5 MW de carga e, em 1º de janeiro de 2020, esse limite será fixado em 2 MW.



Alan Marques (Folhapress)

EVOLUÇÃO DAS ATRIBUIÇÕES DA CCEE

1999	Cálculo do PLD, contabilização e liquidação do MCP
2004	Leilões de energia, gestão dos CCEARs, exportação de energia
2006	Sobrecontratação (103%), Proinfra, MSCD ex-post
2007	MRA (antigo GSF), liquidação MSCD
2008	Matriz de desconto, RRV, leilões de reserva, contrato de energia de reserva para eólicas
2009	Gestão de energia de reserva, gestão dos CCGs
2010	RRV de usinas e gestão de contratos de leilões de ajuste
2012	Cessão de energia de reserva, contrato de energia de reserva para eólicas
2013	Liquidações de Cotas e Angra, penalidades energia de reserva, cessão energia de reserva – biomassa
2014	Criação e gestão da Conta-ACR
2015	Criação e gestão da Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias, Comercializador Varejista
2016	Gestão do Prêmio de Risco da Repactuação do Risco Hidrológico, MSCD Energia Nova
2017	Gestão de CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e RGR (Reserva Global de Reversão)
2018	Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)

GSF APONTA NECESSIDADE DE MUDANÇA ESTRUTURAL NO MRE

O setor elétrico é composto em sua maioria por usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada pelo ONS. Quando há escassez de chuvas, a instituição despacha menos as usinas hidrelétricas e aumenta o uso da geração termelétrica, de modo a preservar os reservatórios, garantindo o atendimento da demanda e a segurança energética do sistema interligado.

O *Generation Scaling Factor* (GSF), criado para medir o risco hidrológico e permitir o seu compartilhamento entre todos os geradores participantes do Mecanismo de Realocação

de Energia (MRE), é uma relação entre a quantidade de energia gerada em um determinado mês e a garantia física das usinas (capacidade de geração atendendo determinados critérios de segurança). O cálculo é realizado mensalmente pela CCEE. A diferença precisa ser comprada no mercado de curto prazo, despesa rateada entre todas as usinas que compõem o chamado MRE.

As chuvas fracas, principalmente em 2014 e 2015, levaram a um déficit de geração hídrica e a permanência do GSF inferior a 100% por três anos consecutivos. Esta situação de escassez hídrica reduziu o nível dos reservatórios, sendo necessário o aumento da geração termelétrica para atender a carga e garantir o suprimento e a segurança do SIN. Naquele cenário o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atingiu seu preço teto de R\$ 822,83 em fevereiro de 2014. A combinação de preço alto e GSF inferior a 1 se somou à frustração de mercado: em 2014 o consumo cresceu 2,2% (menor desde 2009), em 2015 e 2016 caiu respectivamente 2,1% e 0,9%, sendo que registrou alta de 0,8% em 2017, primeira elevação em três anos do indicador, segundo a EPE. Isso teve impacto sobre o caixa.

Os geradores participantes do MRE tiveram suas garantias físicas reduzidas e, dependendo do nível de contratação da usina, ficaram expostos no mercado de curto prazo por não conseguirem cumprir com seus contratos de venda de energia. Essa situação fez com que os geradores hídricos propusessem um mecanismo que reduzisse esse risco. Em julho de 2015, o governo federal lançou a MP nº 688, convertida na Lei nº 13.203, que tratava do tema, mas apenas resolveu o impasse no mercado cativo, no qual se permitiu que as hidrelétricas comprem um “seguro” e transfiram o risco hidrológico para o consumidor. Já no mercado livre de negociação, não houve adesões à proposta desenhada para o segmento. A consequência é que cerca de 160 liminares judiciais relacionadas ao GSF impactam as liquidações.

Cerca de R\$ 7 bilhões estão sem liquidação por conta do impasse jurídico, segundo os dados de novembro de 2018, divulgados em janeiro de 2019 pela Câmara de Comercialização. O governo federal tentou resolver a questão com a inclusão de uma solução do GSF no Projeto de Lei nº 77, em discussão no Senado. A proposta era estender o prazo de concessão das hidrelétricas afetadas em média em sete anos em contrapartida ao fim da judicialização e também abrir a possibilidade para parcelar os pagamentos em atraso. Em 16 de outubro, o PL foi rejeitado por 34 votos a 16.

FORTE CRESCIMENTO

O aumento dos preços de energia elétrica no ambiente regulado em decorrência da MP nº 579 teve efeito sobre o mercado livre de energia, estimulando a maior migração histórica de consumidores cativos para o ACL, com destaque para o segmento de consumidores especiais. A perspectiva de redução de 20% no custo de energia, segundo estimativas da Abraceel⁵¹, que calcula economia de R\$ 83 bilhões entre 2003 e 2017 para as empresas que aderiram ao ACL, se tornou um grande atrativo, principalmente pelo fato da alta das tarifas em 2015, quando as contas de luz subiram 50% em média, resultado do uso de térmicas e da não adesão de geradoras à lei 12.783. A expansão também tem sido estimulada por fatores regionais: no Paraná, por alguns anos, as tarifas de energia foram subsidiadas pelo governo estadual, o que não estimulava a migração para o mercado livre. Já na região Norte, desde o início de 2013, a cidade de Manaus e a Zona Franca foram interligadas à rede nacional de transmissão, o que permitiu que as indústrias instaladas no polo industrial tivessem a opção. O Amapá foi

⁵¹ http://www.abraceel.com.br/archives/files/ABRACEEL_FOLDER2018SINGLE_V15.pdf

conectado em 2015, sendo que apenas Roraima ainda não está integrada ao sistema no início de 2019.

A migração de agentes para o mercado livre aumentou 25 vezes em 2016, com 2.303 pedidos de adesão ante 95 apurados em 2015, o que fez com que a Câmara de Comercialização trabalhasse em medidas para facilitar o processo e tivesse de ampliar sua flexibilidade para apoiar o maior crescimento do segmento desde sua criação em 1999. Uma das maiores conquistas foi a dispensa do medidor de retaguarda, antes obrigatório, que beneficiou pouco mais de três mil pontos em 2016, rendendo uma economia global de R\$ 13,8 milhões aos agentes. Em março de 2017, a simplificação da medição foi ampliada pela Resolução Aneel nº 759 para os consumidores livres (acima de 3 MW), distribuidoras e centrais geradoras não programadas nem despachadas pelo ONS, que passaram a não ter mais a obrigatoriedade de utilizar um segundo medidor. Com isso, bateu-se a marca de mais de 7,5 mil pontos de medição beneficiados com a flexibilização.

O maior número de agentes reforçou a necessidade de ampliar a simetria de informações ao mercado. Em 2016, a CCEE publicou um estudo sobre a oferta de energia incentivada no ambiente livre, dados estratégicos para as empresas que consideram a migração para o ACL e realizou mais de 40 eventos de interação com agentes, Aneel, ONS, MME e EPE para debater pontos que pudessem trazer melhorias para o setor.

Em julho de 2016, foram aprovados os primeiros comercializadores varejistas, figura proposta pela Câmara de Comercialização e regulada pela Aneel em 2015, que busca tornar mais simples a atuação de empresas de menor porte, reduzindo a complexidade da adesão e facilitando o desenvolvimento do mercado livre. Este perfil de agente fica responsável por toda operação de seus representados no mercado livre de energia, desde a migração para ACL até a gestão de todos os procedimentos relacionados à sua operacionalização, entre eles modelagem, medição, contabilização, obrigações financeiras, entre outros. A empresa interessada

em se habilitar como varejista deve ser uma comercializadora ou um gerador, além de ser obrigatoriamente agente da CCEE. Sua adoção plena é fundamental para separação entre os ambientes de atacado e varejo e para apoiar a abertura gradual do mercado de energia elétrica nos próximos anos.

Diante dessa nova realidade de mercado, há diversas discussões entre governo, agentes e parlamentares sobre novos aperfeiçoamentos. Em 2016, o governo federal realizou a Consulta Pública nº 21, que buscou avaliar o mercado livre e o potencial de expansão do segmento, que feita de forma bem estruturada e implantada seria “oportunidade para reduzir gastos com energia elétrica uma vez que permite maior flexibilidade e gestão de riscos, o que aumenta a eficiência econômica no setor elétrico e a produtividade das empresas”.

Em 2017, foi a vez de o governo federal lançar a Consulta Pública nº 33 com o objetivo de modernizar o setor elétrico diante das novas tecnologias disruptivas e ajustar pontos do modelo implementado em 2004. O documento propõe, entre outros pontos, a separação entre lastro e energia, o que configuraria separação entre o mundo físico (o megawatt produzido) e o financeiro (capacidade de garantir a entrega da energia). A mudança poderia facilitar a abertura do mercado, ao permitir a criação de contratos financeiros de energia elétrica, o que já existe em países como EUA e Reino Unido. Embora energia e lastro sejam produtos distintos, eles são vendidos no Brasil em um único contrato, o que contaminaria preços e dificultaria a introdução de produtos financeiros novos. Ao todo, foram recebidas mais de 200 contribuições de empresas e consultores.

“Avanços tecnológicos tornam a exploração de fontes renováveis cada vez mais competitivas, enquanto a introdução de redes inteligentes e de tecnologias de armazenamento proporcionam soluções para a variabilidade da produção e do consumo. A sustentabilidade das estatais tem sido comprometida

pelo patrimonialismo, fisiologismo e corporativismo. O mercado de energia também apresenta sinais de esgotamento, com crescente judicialização. Diante de tantas transformações, que invariavelmente abalarão o status quo, torna-se imperativo tomarmos as rédeas do nosso destino, buscando construir soluções estruturais para lidar com as transformações em curso antes que se tornem grandes problemas”, afirmou o então secretário executivo do MME, Paulo Pedrosa, na abertura da Conferência bienal “Brazil Energy Frontiers 2017”, realizada 20 de setembro, em São Paulo.

A proposta do governo ainda define trajetória de abertura do mercado livre de energia para todos os consumidores do Grupo A, que inclui a alta e a média tensão de fornecimento, desde grandes indústrias a comércios de porte médio. Traz ainda a determinação para que se realizem estudos, até 31 de dezembro de 2022, para abertura do mercado livre na baixa tensão, com foco em: comunicação e informação; barateamento de infraestrutura e redução de barreiras técnicas; e separação das atividades de fio e de comercialização de energia, inclusive a figura da garantia do supridor de última instância. Outra sugestão era a privatização da Eletrobras a partir de uma operação de aumento de capital com diluição da participação da União. “Mas o governo não obteve a permissão legislativa do Congresso, que se tornou obrigatória depois de a estatal ter sido retirada do PND em 2003”, afirmou a advogada e economista Elena Landau⁵².

Para fomentar as discussões sobre o momento de transformações e as propostas da Consulta Pública nº 33, a CCEE realizou, em março de 2018, em São Paulo, o “Fórum de Debates: Modernização do Setor Elétrico”, com a presença de cerca de mil convidados, entre especialistas e autoridades. “Procuramos proporcionar uma oportunidade única aos agentes de interagir e discutir a modernização do setor elétrico com os formuladores de políticas e os operadores. Temos o objetivo de intensificar cada vez mais esta relação para dar voz ao mercado”, destacou

⁵² Depoimento ao livro



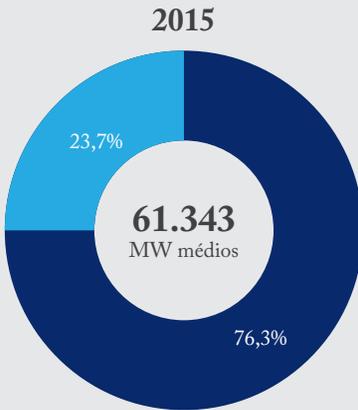
Rui Altieri, presidente do Conselho de Administração da CCEE, na abertura do evento.

Em tom de despedida, já que deixou o cargo em 5 de abril de 2018, o então ministro, Fernando Coelho Filho, destacou, em sua apresentação durante o evento, a importância de o setor elétrico continuar dialogando e que as propostas apresentadas por sua gestão permaneceriam vivas, como a privatização da Eletrobras e a minuta de Projeto de Lei de modernização. “Ainda há tempo de aprovar esses temas antes do final deste governo. É uma pauta positiva.”

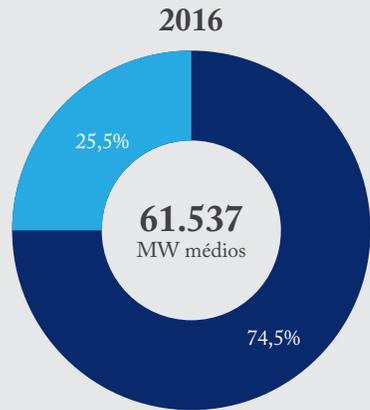
A minuta do Projeto de Lei chegou a ser analisada pelo Ministério da Casa Civil, mas não foi divulgada, não avançando diante de resistências de parlamentares em relação à privatização da Eletrobras e à proximidade das eleições para Presidência e governos estaduais no segundo semestre de 2018. Parte dos pontos debatidos na Consulta Pública nº 33 foi incorporada ao Projeto de Lei nº 1917, nascido em 2015 com a ideia de incorporar ao setor elétrico a ideia de portabilidade da conta de luz.

REPRESENTATIVIDADE DO CONSUMO DO SIN (ANUAL)

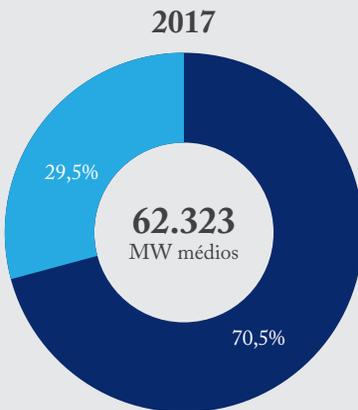
O mercado livre apresenta tendência de crescimento e potencial de expansão



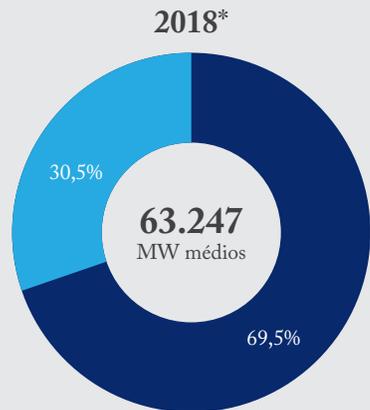
- ACL: 14.581 MW médios
- ACR: 46.762 MW médios



- ACL: 15.685 MW médios
- ACR: 45.852 MW médios



- ACL: 18.313 MW médios
- ACR: 44.010 MW médios



- ACL: 19.109 MW médios
- ACR: 44.138 MW médios

*Dezembro/18 considera dados prévios

ARTIGO

OS EFEITOS DA MP Nº 579



Mario Veiga

*é fundador da
consultoria PSR*

Em setembro de 2012, o governo publicou a Medida Provisória nº 579, com dois conjuntos de ações que visavam reduzir em 20%, em média, as tarifas. O primeiro se referia à recontração com tarifas bem menores de várias concessões de geração e de transmissão que expiravam entre 2015 e 2017. O segundo visava reduzir o total de encargos, eliminando alguns (RGR) e promovendo eficiência de outros, como na compra de combustíveis para os sistemas isolados. Ainda haveria um aporte do Tesouro à Conta de Desenvolvimento Energético de R\$ 3 bilhões por ano, lastreado em recebíveis da usina de Itaipu. Embora isso criasse preocupações (a mistura entre “consumidor” e “contribuinte” foi muito negativa no passado), sinalizou-se que o aporte seria temporário, até que o esperado aumento de eficiência fosse atingido.

O anúncio da redução tarifária foi bem recebido pela sociedade, mas a implantação da MP nº 579 teve uma série de falhas conceituais, de gestão e de

comunicação que afetaram profundamente o equilíbrio financeiro do setor e acirraram as divergências entre agentes e governo. Assim ela é amplamente vista como o “marco zero” da espiral de judicialização e de incertezas regulatórias e tarifárias dos últimos anos. Presenciei a maior parte dos eventos relatados, pois semanas antes do anúncio da MP fui convidado pela presidente Dilma Rousseff para analisar criticamente as propostas que haviam sido elaboradas pelo governo⁵³.

As usinas com concessões vencidas totalizavam cerca de 14.000 MW médios de garantia física. No entanto, os concessionários de 2.400 MW médios (17%) questionaram sua inclusão, argumentando que seu contrato de concessão asseguraria o direito à prorrogação de 20 anos. A usina “prorrogável” mais conhecida era São Simão, da Cemig. Embora a posição do governo federal tenha, após vários anos, finalmente prevalecido na Justiça, a polêmica contribuiu, na época, para a percepção de que a União estaria agindo autoritariamente.

Outra polêmica foi a decisão de alocar os benefícios relativos às tarifas de geração exclusivamente ao mercado cativo⁵⁴. Dado que as tarifas de geração de todos os consumidores, regulados e livres tinham contribuído igualmente para a construção destas usinas no passado, foi argumentado, porém voto vencido, que seria justo que todos participassem também igualmente dos benefícios.

Nas discussões da MP, foram consideradas duas alternativas de contratação das usinas, conhecidas informalmente como “faxineiros de usina” ou “motoristas de táxi”. Na primeira, o concessionário receberia remuneração fixa, que cobriria basicamente os custos de O&M da usina, e seria paga pelos consumidores do ACR, em troca da produção. Na segunda, se efetuariam pagamento anual pela usina (“UBP”), porém se estaria

⁵³ As minhas posições sobre as decisões tomadas foram divulgadas em detalhe em várias edições do Energy Report da PSR. Edições do Energy Report 69, 71, 75, 78, 87.

⁵⁴ Observa-se que os demais benefícios, de transmissão e redução de encargos, foram repartidos igualmente entre o ACR e o ACL.

livre para comercializar a energia (daí a analogia com a diária que um motorista paga ao dono do táxi).

O governo optou pela primeira alternativa (“faxineiro”), que efetivamente transformava os contratos das hidrelétricas da modalidade “por quantidade” (se responsabilizavam por entregar um montante fixo de energia) para aquela “por disponibilidade” (conhecida como “cotização”; as hidrelétricas entregam o que produzirem, sem qualquer obrigação de quantidade). Houve transferência do risco de hidrologias desfavoráveis dos geradores para os consumidores. Isso retirou os incentivos de eficiência para os geradores e não sinalizou adequadamente para os consumidores que uma parte da redução das tarifas tinha como contrapartida indesejável o aumento de seus riscos.

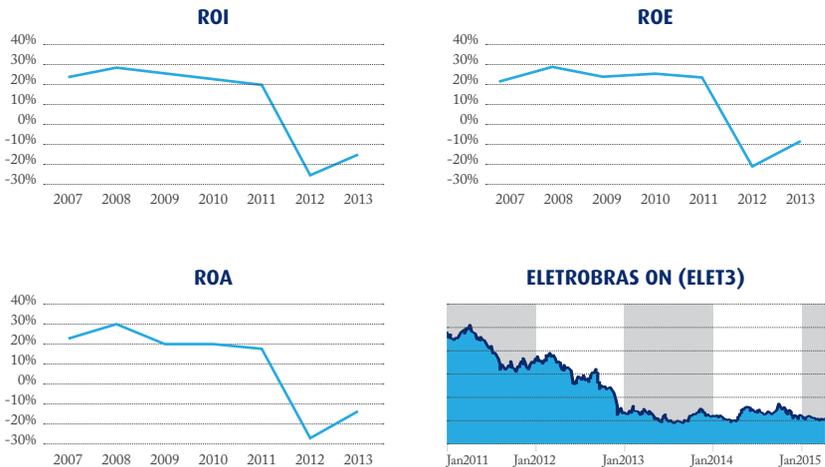
As perdas financeiras das hidrelétricas devido à produção ser inferior ao contrato, conhecidas como GSF, são um dos problemas críticos atuais. Seu cerne é a defasagem entre a soma das garantias físicas das hidrelétricas e a sua capacidade real de geração firme. Na MP, não haveria nenhum impedimento regulatório ou legal de, antes de relimitar ou renovar as concessões, reduzir-se a GSF das hidrelétricas de maneira a equilibrar os valores comerciais e físicos do sistema hidrelétrico. Apesar de isso ter sido sugerido, pois a PSR já tinha identificado esta defasagem como uma das causas principais do esvaziamento anômalo dos reservatórios desde 2010, a oportunidade não foi aproveitada.

Na discussão original da MP, as usinas seriam relimitadas após o vencimento das respectivas concessões. Como consequência, os benefícios para os consumidores só ocorreriam a partir de 2015. Durante o processo, o governo buscou uma outra maneira de antecipar o benefício para 2013. A solução encontrada pelo governo foi oferecer duas alternativas aos concessionários:

Alternativa 1 (original) - Reversão da concessão no seu vencimento; concessionário receberia indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo e a concessão seria relimitada como um contrato por tarifa regulada.

Alternativa 2 (nova opção do governo) - Renovação a partir de 2013, independentemente da data do vencimento da concessão; concessionário receberia indenização pelo valor ainda não depreciado do ativo (calculado com a mesma metodologia utilizada na alternativa 1) e assinaria um contrato com tarifa regulada, também semelhante ao da alternativa 1. A condição para garantir a renovação da concessão seria abrir mão da renda dos contratos então vigentes no período de 2013 até o vencimento da concessão.

Oferecer uma segunda alternativa não era um problema, pois o concessionário poderia recusá-la. O problema foi o fato de a segunda alternativa ser claramente inferior à primeira em termos econômicos. Nenhum concessionário, à exceção do Grupo Eletrobras, a aceitou, o que levou à percepção de que o governo a teria forçado a aceitar condições desvantajosas, que inclusive afetaram os acionistas minoritários privados. Adicionalmente, como não houve nenhuma sinalização anterior sobre a existência desta alternativa (criada pouco tempo antes da publicação da MP), a Eletrobras não pôde se preparar para a redução significativa em seu faturamento. O processo de adesão da estatal teve repercussões bastante negativas junto a agentes e investidores.



Devido à não adesão dos concessionários de geração e gastos maiores do que os previstos com os encargos, verificou-se que já não seria possível reduzir as tarifas em 20%; a estimativa foi de que a redução seria de 15%. Mas estavam ocorrendo aumentos expressivos nas tarifas das distribuidoras, resultantes de compromissos assumidos nos anos anteriores. Pouco depois da publicação da MP, a tarifa residencial da Light Rio foi reajustada em 11,85%, frente a uma inflação anual na faixa de 6%. Isto levou a dúvidas sobre o anúncio da redução: os 20% eram com relação às tarifas praticadas antes da MP nº 579 ou em relação a tarifas revisadas? Seriam “estruturais”, isto é, menores ou maiores dependendo dos gastos com termelétricas no caso de hidrologias desfavoráveis, ou seriam “absolutos”? O governo decidiu por manter uma redução absoluta na faixa de 20% e, para isso, recorreu a um aporte adicional do Tesouro de R\$ 5 bilhões.

No início de 2013 houve um vencimento muito expressivo de contratos das distribuidoras, correspondentes ao primeiro leilão de energia existente realizado oito anos antes. Em condições normais, o governo teria promovido em meados de 2012 um megaleilão de energia existente para reposição destes contratos. No entanto, sua realização foi adiada, diante da indefinição com relação às concessões que venceriam a partir de 2015. Após a edição da MP, o governo manteve a decisão de não realizar o leilão porque estimava que todos os concessionários aceitariam a segunda alternativa proposta. Como o total de energia garantida destas concessões renovadas era aproximadamente igual ao montante descontratado das distribuidoras, o raciocínio do governo em teoria estava correto. No entanto, somente o grupo Eletrobras prorrogou as concessões, o que deixou as distribuidoras sem 100% de cobertura contratual. As distribuidoras a partir de 2013 teriam que comprar a diferença entre demanda e contratos no mercado de curto prazo, com direito de transferir os custos para as tarifas.

Alertei o governo que o esvaziamento acelerado dos reservatórios em 2012 era semelhante à situação em 2010, quando

a PSR mostrou que o desempenho real do sistema hidrelétrico era pior do que o representado nos modelos computacionais usados pelo ONS. Nossa preocupação era de que os preços de curto prazo fossem elevados em 2013. Como as distribuidoras teriam que comprar energia no mercado de curto prazo devido à descontração e transferir os custos de compra para as tarifas, havia um risco de que boa parte dos benefícios de redução das tarifas da MP nº 579 fosse anulada. A situação era agravada pela modalidade de cotas das hidrelétricas prorrogadas, que transferiam riscos adicionais para os consumidores em períodos secos. No entanto, em função da sinalização do ONS de que o abastecimento estaria tranquilo em 2013, pois nenhuma termelétrica estava acionada, o governo optou por deixar as distribuidoras sem cobertura contratual.

Infelizmente, o acionamento por parte do ONS de toda a capacidade térmica do País poucos dias depois do anúncio da MP nº 579 confirmou o cenário de preços elevados em 2013. As consequências financeiras para as distribuidoras, obrigadas a arcar com gastos bilionários de compra de energia (cujo reajuste é anual), foram desastrosas: as projeções indicavam uma quebra generalizada já em março de 2013. O governo procurou deixar as distribuidoras solventes por um conjunto de empréstimos. No entanto, a situação se deteriorou ainda mais nos anos seguintes devido a descontrações adicionais das distribuidoras e da piora da hidrologia. Estimadas em perto de R\$ 100 bilhões, as perdas financeiras cresceram exponencialmente, a ponto de afetar os recursos do próprio governo.

Os transmissores receberam as mesmas duas alternativas que os geradores. Uma determinação muito controversa da MP foi considerar como completamente amortizados todos os ativos de transmissão construídos antes de maio de 2000. A razão remonta à época das privatizações na década anterior. A maioria das empresas era verticalizada, o primeiro passo para a privatização foi a separação dos ativos de geração, transmissão e distribuição destas. Na transmissão, isso se revelou bastante

complexo, pois as empresas misturavam gastos e investimentos de geração e transmissão. O governo decidiu arbitrar o valor da base de ativos de transmissão existentes. O montante estipulado foi reconhecidamente “apertado”, pois o governo desejava evitar impacto imediato excessivo nas tarifas finais.

Como contrapartida, os contratos de transmissão assinados em 1999 permitiram a atualização dos ativos por IGP-M até 2015, sem qualquer revisão tarifária. Estas condições pouco usuais criaram a questão, nas discussões da MP, se estes ativos deveriam ser considerados amortizados ou não ao fim da concessão. Sem consenso técnico, o ponto foi remetido à Advocacia Geral da União, que concluiu pela situação de amortização plena, refletida na MP.

No entanto, o governo reverteu sua posição dois meses depois: a MP nº 591 determinou que os ativos anteriores a maio de 2000 tivessem reconhecidos valores ainda não amortizados. Esta nova receita, somada ao fato de as empresas de transmissão terem uma fonte de remuneração (regulada) adicional, que são os reforços e ampliações em suas redes de transmissão, fez com que os transmissores, ao contrário dos geradores, aderissem à proposta de prorrogação em troca de uma redução imediata das tarifas.

Mas não houve nenhuma definição sobre as condições desta remuneração dos ativos pré-2000: valor do ativo, taxa de atualização, incidência de imposto de renda etc. Os transmissores aderiram com grande incerteza. Posteriormente, verificou-se que os montantes envolvidos eram muito maiores do que o governo imaginava, atingindo mais de R\$ 50 bilhões. Por conta do impacto nas tarifas, houve vários atrasos e tentativas de parcelamento das compensações. Os prejuízos financeiros e decisões desfavoráveis quanto às condições indefinidas levaram a uma quebra de confiança dos investidores neste segmento, até então “cartão de visita” do modelo setorial.

Conclusão: o vencimento das concessões foi uma grande oportunidade perdida para beneficiar os consumidores e eliminar

boa parte dos problemas com o MRE e GSF que hoje paralisam o setor. As falhas conceituais, de gestão e de comunicação da MP nº 579 mostram a importância vital da governança, transparência e incorporação da inteligência coletiva dos agentes para o setor.

ARTIGO

MERCADO LIVRE COMO AGENTE TRANSFORMADOR DO SETOR ELÉTRICO



**Luiz Fernando
Leone Vianna**

*é CEO da
Delta Energia Asset
Management e foi
presidente da Apine
entre 2004 e 2015*

Desafios e oportunidades. É difícil não pensar na atual realidade e nas perspectivas para o segmento de energia elétrica do Brasil sem relacioná-las a essas duas palavras em destaque, que são tão repetidas, consideradas até mesmo “banais”, especialmente em momentos como o atual, de transição econômica, política, social e tecnológica, mas com a capacidade de ilustrar muito daquilo que vislumbramos para o futuro. Como não tratar dos desafios, que são enormes e apontam para um cenário de transformação e de mudanças significativas? E por que não falar das oportunidades, que seguem *pari passu* os estímulos naturais diante das adversidades que se apresentam?

Por sua natureza exuberante, pela riqueza em recursos, dimensão continental e por seu natural protagonismo regional e global, o Brasil é de fato um País abençoado, com potencial para estar muito à frente da posição geoeconômica e política que ocupa atualmente. Hoje, tomam forma em nosso horizonte algumas das condições por muito esperadas e que podem

significar o impulso que faltava para a consolidação dos potenciais de liderança que são almejados. Diante disso, o desenvolvimento progressivo, equilibrado e adequado do segmento de energia elétrica é essencial para que o País trilhe o melhor caminho rumo a esse protagonismo.

Nós, que acompanhamos o desenvolvimento do setor energético há muitos anos e aprendemos a valorizar o potencial de geração de recursos elétricos com perfil limpo e renovável, sabemos que o crescimento do País exigirá investimentos significativos em geração (seja nas fontes convencionais ou em novas fontes de energia), em transmissão, na expansão e modernização das redes atuais e em distribuição, por meio das empresas distribuidoras, ou dos próprios consumidores, no caso da geração distribuída.

Ao mesmo tempo em que consideramos novos horizontes para o setor, como a perspectiva de expansão da geração distribuída e as alternativas de novos negócios envolvendo energia elétrica, lidamos com o progressivo esgotamento do potencial hidrelétrico em determinados projetos, seja pela simples falta de planejamento adequado, por questões socioambientais, limitações regulatórias ou ausência de interesse econômico. Por outro lado, seguimos abençoados por dispor do pré-sal, com sua crescente perspectiva de produção de gás natural – insumo essencial para a expansão de nosso parque termelétrico – e pelas condições de valorização de fontes alternativas de geração renovável, destacando, em especial, nosso potencial eólico e solar. Além disso, contamos com opções ainda não exploradas, ou mesmo não existentes, que certamente terão no talento e na obstinação do brasileiro um espaço aberto ao seu desenvolvimento.

Resolvidos os principais gargalos que limitam a exploração do real potencial de geração elétrica do País – e sanadas questões ligadas à transmissão e à distribuição –, possuímos hoje perspectivas de nos tornarmos um dos mais evoluídos mercados para a negociação de energia de todo o mundo. Nesse espaço, e em composição com o mercado regulado, destacamos o nosso mercado livre de energia, que ainda é relativamente pequeno, restrito a consumidores

empresariais de grande ou médio porte, mas com potencial para crescer exponencialmente e levar economia e eficiência a um universo cada vez maior de organizações e até mesmo pessoas.

Para entender melhor como chegamos ao atual cenário de desafios e oportunidades, devemos voltar a 1995, quando foi instituído o mercado livre de energia, cujo objetivo foi estimular a livre concorrência, criando maior competitividade entre as empresas brasileiras e proporcionando a redução dos custos com energia elétrica. Esse mercado começou de maneira bastante tímida, mas acabou sendo alçado, inclusive, como uma das soluções para resolver os problemas gerados pela crise de abastecimento de 2001, provocada pela escassez de água em um sistema gerador então quase que exclusivamente baseado em hidreletricidade.

Apesar do forte estímulo ao desenvolvimento do mercado livre de energia, representado pela necessidade de inovação nos negócios do setor elétrico diante da crise daquele ano, o número de operações era ainda reduzido, em razão de uma regulamentação limitadora e do próprio desconhecimento de uma nova alternativa de fornecimento de energia, à época, pouco disseminada.

Mesmo assim, esse mercado foi conquistando consumidores de grande porte e se expandindo ano a ano. Em 2004, o governo abriu diálogo com o setor, o qual, por decisão dos dirigentes das corporações, foi realizado por intermédio das associações setoriais – que àquela época empoderaram-se como interlocutores. Foi definido o chamado Novo Modelo do Setor Elétrico, baseado em legislação e regulamentações voltadas a garantir segurança de abastecimento, financiabilidade, atração de investimentos e modicidade tarifária.

Naquela ocasião, apesar de parte da equipe do novo governo defender o fim do mercado livre, prevaleceu a aposta na manutenção do modelo complementar de comercialização livre de energia, já com pequenas alterações em relação ao que havia antes das mudanças. Dessa forma, com o novo modelo, o número de agentes saltou de 194, em 2004, para 662 no

ano seguinte, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que comemora seus 20 anos de existência em 2019. Em 2012, após diversas mudanças pontuais no modelo setorial de 2004, muitas não concatenadas, foi editada a controversa MP nº 579, pela qual o governo federal estabelecia novas mudanças para o setor elétrico brasileiro, destinadas especialmente a reduzir a conta de luz dos consumidores – mas que, como sabemos, acabou afetando o delicado equilíbrio econômico-financeiro do segmento, provocando efeitos nocivos que até hoje não foram solucionados adequadamente. Mesmo assim, o mercado livre de energia, comprovando a sua resiliência, prosseguiu em sua trajetória positiva de evolução. Em 2013, havia 2.625 associados à CCEE, ante 2.300 no ano anterior, como indica a CCEE.

Em 2017, o Ministério de Minas e Energia lançou a Consulta Pública nº 33 e, a partir das inúmeras sugestões apresentadas, formulou proposta de reforma do setor elétrico, que originou um substitutivo de projeto de lei que, em linhas gerais, traz um consenso de agentes dos seus diversos segmentos. Mas que, em relação a alguns temas, como o mercado livre, pode ser aprimorado, especialmente quanto à velocidade de implementação de sua abertura.

Deve-se ressaltar a importante participação no crescimento do mercado livre dos chamados consumidores especiais, que, turbinados por regulamentações favoráveis ao longo de tempo, passaram a ser incorporados nesse segmento que reúne empresas de menor porte. Ao final de 2018, o mercado livre de energia era formado por 4.932 consumidores especiais e 887 consumidores convencionais, que totalizavam, segundo a CCEE, 5.819 consumidores livres, um número respeitável, certamente.

Em 1º de janeiro de 2019, a liberalização do mercado de energia sofrerá mais um avanço, pois deixará de existir a restrição de atendimento em tensão igual ou superior a 69 kV para os consumidores, que, em 7 de julho de 1995, possuíam carga

igual ou superior a 3.000 KW, estes podendo, a partir do início do próximo ano, escolher o seu supridor de energia.

Esses mais de 5.800 usuários já são responsáveis pelo consumo de aproximadamente 30% da energia elétrica produzida em todo o País. Para uma nação formada por mais de 208 milhões de pessoas, essa proporção é expressiva, mas pode avançar muito mais sem as limitações impostas ao segmento. Percebemos que, de acordo com as regras atuais, o espaço para crescimento do mercado livre é restrito. Por isso, estamos convictos de que a energia do futuro é livre, como clama a campanha da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia lançada em 2018.

Há outras questões delicadas que seguem no radar e que precisam ser ponderadas: inadimplência no mercado livre; judicialização do GSF e de outros temas; potencial instabilidade regulatória; falta de credibilidade na sinalização dos preços; desconhecimento em relação a obrigações, direitos e riscos diante da complexidade do setor; restrições relacionadas ao modelo de financiamento da expansão do sistema elétrico; reserva de mercado para o consumidor especial; necessidade de aprimoramento da comercialização varejista etc.

Além das exigências de adequação do próprio mercado livre, devemos trabalhar solidaria e proativamente com o objetivo de apurar as melhores respostas e alternativas para a solução de grandes desafios representados pelos gargalos que restringem o crescimento e a evolução do setor elétrico. Sejam eles relacionados às limitações aos investimentos em infraestrutura; a questões regulatórias; à busca do entendimento diante de soluções plausíveis para as exigências ambientais de forma que não sejam considerados inviáveis quaisquer projetos voltados à expansão do parque energético nacional. Outro ponto é a necessidade de desenvolvimento de novas e mais eficientes tecnologias, além da propagação de princípios e ideais voltados à economia e ao consumo consciente de eletricidade, entre tantas várias questões.

Assim, chegamos ao ramo das oportunidades. Pelo que acompanhamos publicamente, o Estado brasileiro – sob o comando de novos governantes e representantes de nosso Congresso – demonstra tender à abertura de mercados; à proposição de regulamentações eficientes aos diversos setores da atividade econômica; à privatização de empresas públicas, especialmente aquelas ineficientes; e à criação de condições de estímulo não oneroso ao Estado para o investimento em infraestrutura.

Nesse sentido, projetamos perspectivas positivas e otimistas para o setor elétrico, que é essencial para garantir base ao crescimento e ao devido desenvolvimento do Brasil. Para contribuir com esse ciclo virtuoso, os agentes do mercado livre de energia já vêm se preparando e renovando sua atuação para ajudar no fortalecimento do segmento. Um exemplo desse movimento está relacionado à diversificação e à proposição de novas alternativas de negócios que movimentam a área. Os principais grupos de energia já estão diversificando seus portfólios, e temos acompanhado de perto esse movimento importante para uma nova formatação de mercado.

Há muitos exemplos de histórias de sucesso a contar diante da evolução e do crescimento do mercado livre de energia. Mas consideramos que isso ainda é pouco. Defendemos e queremos um setor elétrico mais dinâmico, democrático e justo. A tendência é marcharmos em direção do mercado 100% livre. Quanto tempo levará para chegarmos a essa realidade dependerá do empenho e da vontade dos agentes políticos, setoriais e do poder de influência dos próprios consumidores para que se valorize o reconhecimento de que parte significativa da evolução e da ampliação dos benefícios ao mercado será gerada pela liberalização progressiva dos negócios com eletricidade. No que depender dos comercializadores e dos agentes que atuam nesse segmento ou em negócios ligados a ele – que têm trabalhado incansavelmente desde 1995 para garantir recursos ao setor, além de previsibilidade, economia, confiabilidade e estabilidade aos consumidores –, esse cenário não tardará a se tornar realidade.

ARTIGO

O MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO E SUAS LIMITAÇÕES



Paulo Pedrosa

*foi secretário Executivo
do MME
de 2016 a 2018 e um
dos elaboradores da
Consulta Pública nº 33*

A energia elétrica é um bem essencial que cumpre papel fundamental em nossos lares e condiciona diretamente nossa qualidade de vida. É também insumo indispensável para a atividade produtiva e protagonista na contribuição do País para assegurar uma economia de baixo carbono. Um setor elétrico eficiente é essencial para o desenvolvimento e competitividade da economia e para que se alcancem melhores condições de vida.

O arcabouço legal e comercial do setor elétrico foi originalmente impulsionado pela predominância da hidreletricidade no País. Após o trauma do racionamento de 2001, o modelo foi aperfeiçoado em 2004 para buscar a segurança de suprimento por um sofisticado mecanismo de leilões de energia, que, embora baseado em muitas decisões centralizadas, virou referência mundial e é utilizado em vários países.

No entanto, esse “novo modelo” ajustado em 2004 mostra-se saturado sob vários aspectos. Premissas importantes, tais como a manutenção de um grande

contingente de consumidores regulados para sustentar a maior parte da expansão do sistema e atuar como colchão para absorção passiva de riscos de mercado (não à toa chamados de consumidores cativos), se mostram hoje inadequadas diante do desejo desses consumidores de participarem das decisões e fazerem suas próprias escolhas. Esse desejo exige o fim de restrições para ampliação do mercado livre.

Mecanismos de mercado que aproveitem a “inteligência distribuída” de seus atores foram pouco usados nos modelos empregados no Brasil, historicamente preteridos por aqueles centralizados de gestão de risco e comando-e-controle por parte do Estado. Intervenções estatais malsucedidas visando interesses pontuais e problemas de governança prejudicaram interações entre agentes e instituições, reduzindo a credibilidade destas, diante da distância entre as ações empreendidas e o bom senso calcado na lógica econômica.

Esse ambiente, por sua vez, incorporou o litígio judicial no conjunto das estratégias empresariais, inclusive com posição dominante nessas estratégias, em vez da busca por eficiência e produtividade no caminho da competição. O aumento do prêmio de risco dos agentes e seu impacto nos investimentos foi consequência natural, piorando a condição dos consumidores, que se viram diante de impactos tarifários expressivos. Não surpreende que o País hoje possua uma das tarifas mais elevadas dentre os países industrializados, além de uma estrutura tarifária complexa, que compromete a competitividade da economia e a qualidade de vida da população.

Mas isso não precisa se perpetuar. Há alternativas para que o setor supere a dinâmica improdutiva das decisões centralizadas distantes da lógica econômica. Inovações ao redor do mundo têm reduzido o custo e aproximado a produção e o armazenamento de energia do consumidor e permitido uma maior gestão de seu consumo por meio de medidores bidirecionais. Há uma tendência de se alargarem as possibilidades de escolhas

individuais, consolidada no setor elétrico de outros países ou em outras áreas da economia brasileira, como a telefonia móvel. As mudanças comportamentais derivadas de avanços tecnológicos são inevitáveis. O que se deve evitar é a existência de um conflito entre essas mudanças e o modelo do setor elétrico brasileiro. A resposta está na revisão do modelo, sem negação da realidade.

A recuperação e aperfeiçoamento do setor passam necessariamente por um processo de mudança que contenha ao menos os seguintes fatores principais:

- Redução dos riscos provocados pela própria atuação e interferência do governo visando com isso a atração de capital a um custo mais baixo e;
- Criação de um ambiente promotor da competição, da inovação e da utilização de mecanismos de mercado para integrar novos atores, levando em conta os avanços tecnológicos, a inteligência e a liberdade de escolha dos consumidores.

É fundamental a consciência de que o “problema do preço alto da energia” não poderá ser resolvido por mágica, ou seja, por uso de dinheiro público (que não está disponível), prejuízo nas estatais ou adiando contas para serem pagas com juros altos no futuro. É necessário reconhecer que se esgotou a capacidade dos governos em conduzir a economia escolhendo seus vencedores e protegendo seus perdedores. As empresas, profissionais e dirigentes do setor precisam atuar dentro de princípios de meritocracia, criação de valor e ganhos de produtividade.

Durante minha passagem pelo governo federal como secretário executivo do Ministério de Minas e Energia (MME) tive o privilégio de, em conjunto com o ministro Fernando Coelho Filho e um muito capacitado time a nível mundial, construir uma visão de futuro para o setor e um pacote concreto de medidas

para implementar estes aperfeiçoamentos e modernizar o desenho de mercado atual do Brasil dentro desta visão.

Estas medidas foram estruturadas em duas Consultas Públicas importantes, nº 32 e nº 33⁵⁵, conduzidas em 2017. A primeira instituiu um conjunto de princípios básicos para a atuação do MME, fundamentais para estabelecer uma “bússola” para o processo de aperfeiçoamento. A segunda aportou um conjunto de medidas concretas para este aprimoramento. Ambas contaram com contribuições de diversos interlocutores da sociedade, consumidores, geradores, comercializadores, distribuidores, instituições e representantes da academia.

A análise das mais de 2.000 páginas de contribuições mostra uma grande concordância com o destino dos aperfeiçoamentos propostos, variando alternativas de forma e velocidade de implementação. Com esse material de qualidade, nos foi possível acomodar e mediar as distintas alternativas por meio de uma proposta coerente e completa, que uniu o setor em torno de uma visão de futuro, sem a pretensão de esgotar detalhes técnicos, que naturalmente devem ser tratados em regulamentos do executivo ou regulação da Aneel.

Em linhas gerais, nossa proposta reconheceu a necessidade de uma gestão baseada em boa governança, com transparência, previsibilidade e na preparação de um ambiente de negócios adaptado às novas tecnologias que facilite sua penetração, evitando conflitos, de forma que o Brasil continue protagonista como economia de baixo carbono. A oferta de energia elétrica necessária para assegurar o crescimento da produção de bens e do consumo requer planejamento e investimentos intensivos e de longo prazo, e é preciso que os agentes sejam estimulados a fazê-los de forma competitiva, tendo como arcabouço uma regulação transparente, confiável e previsível, que defina regras e condições que viabilizem a atratividade e permitam a remuneração desses investimentos pela formação de preços por mecanismos de mercado, via de regra, ou por tarifação, quando estritamente necessário.

⁵⁵ Ministério de Minas e Energia, Portaria nº 86/GM – Disponível em www.mme.gov.br; Ministério de Minas e Energia, Consulta Pública nº 33 – Disponível em www.mme.gov.br

Defendemos que uma intervenção governamental poderia se justificar somente quando houvesse reconhecida falta de resposta do mercado na segurança energética ou na incorporação das externalidades positivas e negativas, que eventualmente não estejam sendo percebidas ou precificadas, ou por reconhecida e/ou comprovada incapacidade ou desinteresse de agentes de mercado. Entendemos que a avaliação técnica dos custos e benefícios das políticas para o setor deve ser obrigatória, visando dar transparência e explicar a racionalidade dos atos praticados, além de termos instituído a participação da sociedade na formulação política com as consultas públicas via internet.

Reposicionamos a visão da atuação do Estado no setor elétrico. É preciso reconhecer que seu papel é de indutor e formulador de política energética e não de empresário ou agente atuante no mercado, pois o excesso de protagonismo estatal na atividade econômica, ao contrário do senso comum, aumenta o custo de capital dos demais agentes e afasta investimentos competitivos.

A abertura do mercado a todos os consumidores, a racionalização dos subsídios e o estímulo à competição serão vetores fundamentais de melhoria do setor elétrico, contribuindo para a geração de emprego e para o aumento da produtividade. Um setor competitivo e eficiente naturalmente promoverá o desenvolvimento das tecnologias que mais agreguem valor ao consumidor e permitirá a criação de cadeias produtivas associadas, como é o caso das tecnologias digitais, indispensáveis para a geração descentralizada.

O núcleo técnico destas propostas, apresentadas na CP nº 33, está centrada em:

- Precedência temporal entre medidas para evitar rupturas negativas para o funcionamento técnico e econômico do mercado;
- Novas regras para renovação de concessões de geração (descotização);

- Sinais de preços alinhando decisões individuais e objetivos sistêmicos com mecanismos para gestão de riscos, com a melhoria da formação de preços *spot* pela maior granularidade e possibilidade de oferta;
- Melhorias na tarifação para consumidores finais, com separação de fio e energia;
- Separação de produtos a serem comercializados e mercados para adquiri-los, com a criação de pelo menos quatro mercados: confiabilidade (lastro), energia, serviços ancilares e um de certificados de energias limpas, que substitui subsídio atual das renováveis;
- Expansão escalonada e previsível do mercado livre para todo grupo A, com possibilidade de abertura para a baixa tensão;
- Estudos para outras ações (bolsas de energia, abertura integral do ACL);
- Medidas complementares para alocação de risco, eficiência e tratamento de legados, a fim de acomodar as estruturas vigentes com o novo modelo.

Estas medidas estão alinhadas com o estado da arte internacional no desenho de mercados elétricos⁵⁶. Em 2018 um conjunto de autores ligados ao Massachusetts Institute of Technology (MIT)⁵⁷ fez uma breve análise da CP nº 33 e concluiu que, como esperado, existem oportunidades e desafios importantes em sua implementação, como:

- Geradores devem ter uma forma de gerenciar seu próprio recurso e a formação do despacho e preços por ofertas é o caminho, mas deve ser pensada com cuidado sobretudo sob a ameaça de poder de mercado;

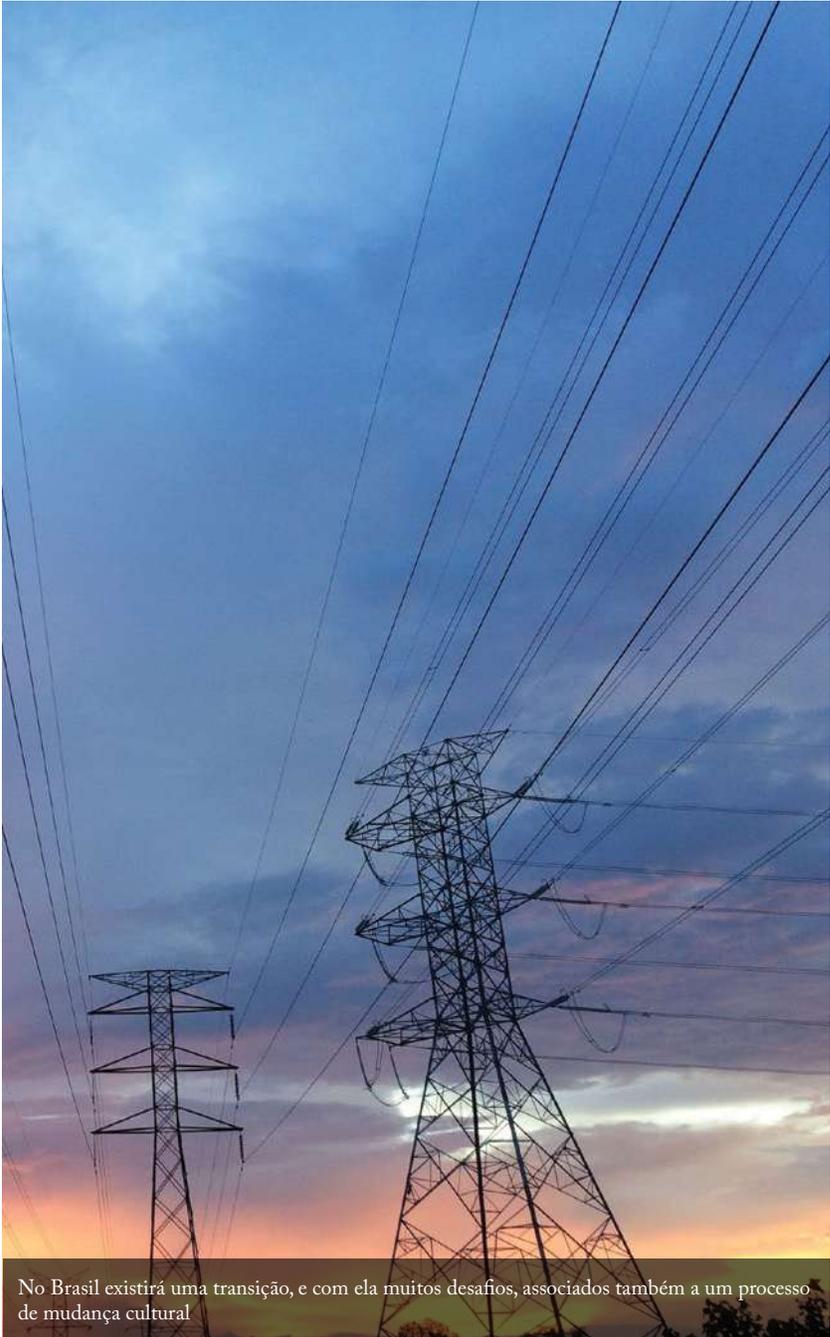
⁵⁶ HUNTINGTON, S.C; RODILLA, P; HERRERO, I; BATTLE, C. "Revisiting support policies for RES-E adulthood: Towards market compatible schemes". Energy Policy, Vol 104, 2017,Pages 474-483. HERRERO, I; RODILLA, P;BATTLE, C. "Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources". MIT Energy Initiative Working Paper, Maio 2016.

⁵⁷ BATTLE, C; PIRES COELHO, M. D; RODILLA, P; SARAIVA, J.P. "Brazil considers reform of the electricity sector". Oxford Energy Forum. no. 114, pp. 21-24, June 2018.

- A separação entre lastro e energia é necessária para evitar *free riding*, mas definição do produto lastro é fundamental;
- A definição de o que é “energia limpa” no mercado de certificados de energia limpa é fundamental para sua eficácia;
- É essencial redesenhar a regulação da comercialização de energia na distribuição.

A implementação de qualquer aperfeiçoamento desta magnitude deve sempre ser feito utilizando princípios básicos, como a comunicação, diálogo e critérios técnicos para a tomada de decisão. Na visão do MME e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) à época, a melhor forma de detalhar a regulamentação e a sua implementação seria pela definição de grupos de trabalho centrados em temas específicos e liderados pelo próprio mercado – por meio de associações e universidades. Este modelo foi utilizado com sucesso há cerca de 20 anos quando das discussões relacionadas ao Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, que deu origem às bases do modelo setorial posteriormente implementado – com alterações – em 2004.

É importante lembrar que não existe o modelo setorial bom, bonito e barato. No Brasil existirá uma transição, e com ela muitos desafios, associados também a um processo de mudança cultural. O Brasil é o País da energia. O caminho para fazer disso uma vantagem para a população e gerar investimentos e emprego é promover a competição e um ambiente de confiança. E a CP nº 33 traça este caminho.



Ric (Pwsi/s)

No Brasil existirá uma transição, e com ela muitos desafios, associados também a um processo de mudança cultural

ARTIGO

HORA DE INCENTIVAR O INVESTIMENTO PRIVADO



**Ricardo
Perez Botelho**
*é presidente
do Grupo Energisa*

A quarta revolução industrial, ou a indústria 4.0, identificada pela crescente digitalização e interconexão entre produtos, sistemas e cadeias de valor, tem provocado mudanças extraordinárias no mundo dos negócios e é tema central na discussão de estratégias para o setor elétrico. As forças que operam e moldam estas transformações são motivadas pelos processos de digitalização, descarbonização, descentralização e crescente eletrificação.

A digitalização vem produzindo efeitos significativos por meio dos avanços tecnológicos e pela ampliação do poder computacional de algoritmos com maior capacidade de analisar e interpretar grandes volumes de dados, tornando as operações mais simples, rápidas e com menor custo. Esse cenário irreversível abre oportunidades para o desenvolvimento de produtos e serviços inovadores, mirando uma nova relação com o cliente, que exigirá soluções diferentes.

O paradigma do novo consumidor digital exige maior proximidade e presença. Os limites tradicionais da cadeia

do setor elétrico estão sendo alterados. Agora, o consumidor passa a desempenhar papel central, com protagonismo também no processo de geração elétrica. Será um prosumidor. Em um futuro próximo, também poderá estocá-la, caracterizando o fenômeno de descentralização.

Observa-se ainda tendência global à valorização de metas de redução na emissão dos gases do efeito estufa, com ampliação do papel das fontes renováveis de energia e expansão dos veículos elétricos. No Brasil, temos observado a expansão majoritária das fontes eólica e solar fotovoltaica, que apresentam custos variáveis de produção baixos, mas, que pela sua natureza intermitente e variável, exigem maior flexibilidade operativa. Ressurge, ainda, a discussão sobre a necessidade de construção de hidrelétricas com reservatórios, tema que tem enfrentado forte resistência pela questão ambiental, bem como a contratação de térmicas a gás, de modo a garantir níveis adequados de confiabilidade ao Sistema Interligado Nacional. O futuro descarbonizado não pode prescindir da segurança energética, associando coordenação de recursos hidrotérmicos com os custos mais baixos das renováveis.

No caso brasileiro, as mudanças no setor e os desafios climáticos ocorrem em um momento de transição do mercado livre de energia, que deverá estar aberto a todos os consumidores até 2028. O processo de migração para o ACL ou a opção pela geração distribuída será uma escolha de cada agente, e as novas tecnologias deverão ser usadas para oferecer produtos mais competitivos, a custos e riscos em níveis adequados. Com maior liberdade de escolha, o cliente desempenhará papel mais ativo na gestão de seu consumo de energia, seja pela opção da autoprodução ou pela mudança de padrão de consumo em resposta aos preços.

Cabe ressaltar que a chegada da quarta revolução industrial ao setor elétrico vai requerer que todos os agentes da cadeia se reinventem. Um caminho passa pelo reconhecimento da essencialidade das redes de distribuição, permitindo que os seus custos de expansão, os serviços que elas oferecem para

integração de fontes renováveis, o atendimento universalizado e a garantia de fornecimento de última instância sejam remunerados adequadamente. Sem uma rede elétrica robusta e moderna não é possível entregar as promessas de um futuro energético virtuoso.

Projeções para a evolução da demanda apontam que, nos próximos dez anos, o consumo total de eletricidade deve se expandir 0,8 ponto percentual acima da taxa de crescimento da economia, de acordo com o Plano Decenal de Energia 2027. A estimativa é de que sejam necessários investimentos acima de R\$ 150 bilhões na geração e outros R\$ 108 bilhões na transmissão. De onde virão os recursos?

O setor público, que já foi indutor de investimentos, encontra-se com sérias limitações em razão da gravidade do quadro fiscal. Portanto, será indispensável a ampliação da participação do setor privado neste processo. A escassez de financiamento de longo prazo com custos compatíveis faz com que grande parte das empresas no País, quando recorrem ao mercado de capitais e financiamento privado, o façam principalmente para obter capital de giro ou refinar passivos. As captações no mercado de capitais e a emissão de debêntures incentivadas de infraestrutura (Lei nº 12.431, de 2011) têm crescido, na esteira de um maior interesse dos investidores pessoas físicas e da consolidação do mercado de fundos, mas os volumes ainda são insuficientes para assegurar o desenvolvimento consistente do setor.

Para atrair o capital privado, no entanto, são indispensáveis estabilidade regulatória, respeito aos contratos, segurança jurídica e melhoria da atratividade dos leilões regulados, por meio de uma seleção mais criteriosa dos ofertantes. É imperativo eliminar o risco de ter vencedores em leilões com ofertas que não podem cumprir.

Será preciso levar em consideração não apenas a capacidade financeira, mas também a competência técnica, a experiência comprovada na construção e operação de ativos de energia, além de mecanismos que evitem a concentração excessiva em um número limitado de empresas. A competição pelo mercado deve

se dar em bases equitativas, com o nivelamento do jogo entre os agentes, sejam eles privados, estatais, nacionais ou estrangeiros.

É igualmente importante criar mecanismos adequados para que o mercado livre participe da expansão do setor, retirando do consumidor cativo o ônus de garantir a expansão da oferta de energia. É fundamental, portanto, que condições estáveis e atrativas sejam estabelecidas e preservadas no longo prazo, pois neste ambiente o consumidor é o maior beneficiado pela competição e pelos custos de capitais mais baixos.

Inegavelmente, o modelo setorial implantado em 2004 vem apresentando sinais de esgotamento. O setor elétrico foi muito afetado por uma série de intervenções e precisa se reerguer, com base em princípios e boa técnica. Os custos das intervenções do passado prejudicaram, sobremaneira, consumidores e agentes, e, até hoje, a judicialização subsiste. O modelo setorial precisa de aprimoramentos urgentes, e a realização da CP nº 33 foi um bom início para uma discussão ampla de como se fazer a reforma.

Ela buscou endereçar soluções para três desafios: i) problemas legados - como mercado semiparalisado devido a impasses judiciais relacionados ao GSF, regulação confusa e instabilidade regulatória, consequência do grande número de ajustes introduzidos após a edição da MP nº 579; preços e tarifas elevados, além de um grande volume de subsídios cruzados e uma alocação de riscos não gerenciáveis no consumidor cativo (GSF); ii) expansão sustentável da geração, de forma a assegurar a participação do mercado livre nesse processo e equacionar o tema da formação de preços no mercado de curto prazo; iii) preparação do setor para a “terceira onda” de mudanças, caracterizada pela abertura do mercado e a oferta de serviços inovadores.

A proposta de um novo modelo de comercialização, com ampliação do mercado livre, é positiva, mas não se podem esquecer os desafios daí advindos, como o tratamento dos contratos legados das distribuidoras. Longos e indexados, eles são fruto da utilização do mercado regulado como única fonte da expansão do sistema.

Desta forma, será preciso estabelecer mecanismos que permitam às distribuidoras fazer uma gestão ativa do seu portfólio de contratos para que os mesmos não onerem os consumidores cativos remanescentes, caso haja um processo de liberação mais acelerado para o mercado livre.

Outro foco da reforma setorial relacionado na exposição de motivos do Ministério de Minas e Energia na CP nº 33 reforça: “Que se promova uma ampla correção dos incentivos de migração para o mercado livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução inclusive por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas.”

Uma ampla racionalização dos subsídios tarifários seria uma medida imediata bem-vinda para desonerar o consumidor cativo, que, nos últimos anos, foi prejudicado com uso das tarifas para instrumentalizar políticas públicas, algumas justas e importantes no combate às desigualdades, mas que criaram rigidez à competitividade do País pelo seu caráter regressivo.

Outro ponto importante a ser avaliado é a implantação de um Preço de Liquidação de Diferenças horário a partir de 2020. Hoje, o PLD é calculado por semana e por patamar de carga. O advento do preço horário, no entanto, exige ajustes para melhorar a aderência do modelo à realidade do Brasil, como a revisão da oferta de garantias físicas; a representação das vazões, caso exemplar é o da Bacia da região Nordeste; e os parâmetros para medir a aversão ao risco.

No financiamento de projetos, igualmente há muito a ser feito. Um dos primeiros passos seria aumentar e rever as garantias exigidas para participação nos leilões, limitando-as a fiança bancária ou dinheiro, títulos federais ou CDBs de bancos com Patrimônio Líquido ou *rating* mínimos. Assim seria possível afastar investidores ainda não estruturados e que não têm condições

de levar os projetos adiante, por falta de financiamento. É desejável também avaliar a valorização do papel dos agentes fiduciários, aptos a executar de forma mais automática as garantias em caso de *default* dos projetos. A exemplo de alguns países vizinhos, poderia ser testada a realização de leilões de energia em que uma pequena parte dos projetos tivesse tarifa indexada ao dólar, para permitir o financiamento por meio de linhas em moeda estrangeira, mais abundantes.

São fundamentais também a desoneração e a simplificação de títulos de dívida para financiamento de infraestrutura, possibilitando a remuneração pelo Certificado de Depósito Interbancário; a introdução de novos instrumentos financeiros, como FIDCs e Notas Promissórias incentivadas, expandindo o alcance da Lei nº 12.431, a fim de conceder benefício ao investidor estrangeiro por meio da não taxaçaõ na internação de recursos no País e permissão para emissões no exterior de investidores qualificados.

Nos modelos comerciais, uma mudança na precificação de energia poderia assegurar um preço mínimo mais próximo do custo marginal de implantação da fonte e transparência e acesso às informações sobre o preço, por meio do desenvolvimento de uma bolsa de energia, com uma *clearing house*. Isso propiciaria liquidez aos negócios e daria mais previsibilidade aos agentes credores.

Por fim, para um mercado mais equilibrado e desenvolvido, é essencial fortalecimento e respeito à independência dos agentes reguladores, e ter diretrizes claras do governo federal, por meio dos ministérios e de seus órgãos operativos e de planejamento, além da atuação eficiente e responsável dos órgãos de licenciamento ambiental, nos âmbitos federal e estadual.

Reconhecemos que há muito que fazer para que o setor se desenvolva com o papel preponderante do setor privado. O caminho que levará o Brasil ao fortalecimento do seu setor elétrico pode ser longo, mas estamos na direção correta. O essencial é apertar o passo e evitar as armadilhas que possam nos deixar à margem de um mundo cada vez mais moderno, conectado e vibrante.

O que vem por aí?

O consumo total de eletricidade deve crescer cerca de 50% a mais que a economia brasileira até 2026, segundo EPE, fato refletido no indicador de elasticidade renda de 1,51. O consumo final de energia cresce à taxa média de 1,9% anuais entre 2016 e 2026

Governo brasileiro prevê que os preços das tecnologias de armazenamento sofram queda expressiva, caindo pela metade nos próximos 5 anos

Usinas eólicas devem aumentar sua participação na matriz de 16 GW para 28 GW em 2026 e parques solares centralizados deverão crescer de 1 GW para 10 GW em 2026, de acordo com EPE

Em 2026, estimam-se cerca de 770 mil adotantes de sistemas fotovoltaicos sob o regime da Resolução Aneel nº 482, totalizando 3,3 GWp, suficiente para atender 0,6% do consumo total nacional

Em 2026, a eficiência energética representará 7% do consumo final energético do Brasil em 2015

Em 2030, o Brasil produzirá cerca de seis milhões de barris por dia de petróleo, segundo a ANP, e deverá ter aumento da produção de gás associado a esse óleo

O MERCADO DO FUTURO

As tecnologias disruptivas

Artigos Assinados

PERSPECTIVAS REGULATÓRIAS
PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

André Pepitone da Nóbrega

REFLEXÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PRIVADO
COMO VETOR DE EXPANSÃO DO ACL

Pedro Batista

AS TRANSFORMAÇÕES DO
SETOR ELÉTRICO MUNDIAL E O BRASIL

Luiz Barroso

UM NOVO MODELO DE MERCADO:
LIVRE E EFICIENTE

Ricardo Lisboa

O FUTURO DA COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Rui Altieri



O MERCADO DO FUTURO

AS TECNOLOGIAS DISRUPTIVAS

Aperfeiçoar o marco regulatório para desatar barreiras ao mercado e adotar uma visão de futuro para que o País não perca a transformação tecnológica que o setor elétrico viverá será o desafio que governos, concessionárias e consumidores terão nos próximos anos. Redes inteligentes de energia, microgeração distribuída, armazenamento, iluminação pública inteligente e carros elétricos deverão moldar o futuro do setor no mundo e no Brasil e ter amplo impacto sobre o mercado, agentes e consumidores.

O desafio será tanto regulatório quanto das concessionárias, que terão de se preparar para um cenário em que as receitas do ambiente não regulado serão crescentes. As mudanças deverão mudar paradigmas em que o setor está assentado. “Ainda não é possível estimar quanto o mercado não regulado representará da receita, porque as aplicações tecnológicas poderão ser muito amplas, mas ele será crescente e as empresas terão de se adaptar a esse futuro em que o consumidor ganhará muito poder com essa disrupção e diante de uma tendência de aumento do mercado livre”, destacou o executivo André Dorf⁵⁸, que presidiu a CPFL Energia entre 2016 e 2018.

Ao se tornar um minigerador a partir da instalação de painéis fotovoltaicos em casa ou trabalho, os consumidores passam a desempenhar um novo papel na rede, tornando-se prosumidores (produtor + consumidor, termo criado pelo escritor Alvin Toffler). Os mesmos prosumidores ainda poderão estar ligados a medidores inteligentes que podem mostrar o consumo de cada um dos

⁵⁸ Depoimento ao livro

eletrodomésticos da residência e poderão permitir a operação de alguns deles, como máquinas de lavar roupa, em períodos em que a tarifa é mais baixa.

Mudar nem sempre é simples e nem sempre depende apenas dos reguladores, ao exigir das concessionárias e dos participantes do mercado um novo modo de atuação. A criação de tarifas horárias no setor elétrico é um exemplo. A inserção de renováveis e a maior complexidade da operação do sistema elétrico tornam a operação horária importante, segundo Mario Veiga⁵⁹. A questão é discutida há pelo menos dez anos, mas ganhou força a partir da publicação da Consulta Pública nº 33. A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), formada pelo MME, Aneel, CCEE, ONS e EPE, discute com os agentes a implantação do PLD Horário, que tem previsão de entrada em janeiro de 2020.

Em dezembro de 2018, a Câmara de Comercialização disponibilizou simulações da contabilização do mercado de curto prazo em base horária, com dados individualizados dos agentes. Também realizou, no mesmo mês, um workshop sobre o tema com o mercado, de modo a intensificar o debate. “Podemos detalhar todo o tratamento que fizemos nas áreas em que a gente evoluiu”, afirmou o conselheiro da CCEE, Roberto Castro⁶⁰, em entrevista concedida em 18 de janeiro ao Canal Energia. O executivo também observou que ainda são necessários ajustes no modelo de cálculo do PLD pelo Dessem, que já estão sendo feitos nos fóruns adequados.

Pelo lado do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019 será marcado por preparativos e ajustes finos para a entrada do PLD Horário em 2020. “Nossa expectativa é que ao longo deste ano os agentes possam exercitar suas estratégias de comercialização de operação com o Dessem, para quando chegar 2020 estarmos prontos para o novo regime”, declarou o diretor-geral do Operador, Luiz Eduardo Barata, na mesma notícia veiculada pelo Canal Energia.

⁵⁹ Palestra no 9º Encontro Anual do Mercado Livre, de novembro de 2017

⁶⁰ <https://www.canalenergia.com.br/radio/53087534/roberto-castro-da-ccee-pld-horario-se-aproxima>

Parte mais visível da revolução, os medidores inteligentes ainda ensaiam os primeiros passos no Brasil, com projetos baseados no programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel. A China já instalou 300 milhões de medidores inteligentes, a Itália trabalha na troca da segunda geração dos aparelhos, enquanto no Brasil menos de 5% dos cerca de 65 milhões de medidores instalados à rede é inteligente. Para que a inovação ganhe escala, seria preciso aperfeiçoamentos regulatórios. O reconhecimento na tarifa seria dado apenas na revisão periódica, que ocorre a cada quatro a cinco anos, com uma tecnologia que demanda investimento intensivo em dez anos ou mais. “É preciso reconhecer o sinal econômico, avaliar que essas tecnologias são mais caras, mas elas trazem muitos benefícios como maior eficiência energética e uma nova postura do consumidor. As empresas terão de se adaptar a um futuro veloz e aprender a obter receita de maneiras diferentes que estavam acostumadas”, destaca Daniel Martins⁶¹, sócio da consultoria Roland Berger.

O avanço das fontes intermitentes como solar e eólica e a menor capacidade de armazenamento das hidrelétricas, que desde a década de 1980 têm sido construídas sem grandes reservatórios no Brasil, criarão necessidade de energia de base, como as térmicas a gás natural, além de necessidade de *storage*. As primeiras experiências em armazenamento começam a sair do papel no Brasil. Em junho de 2018, uma concessionária instalou em sua usina hidrelétrica de Bariri (SP) uma bateria de lítio para armazenamento de 200 kW de energia. A bateria ficará conectada ao gerador auxiliar, que trabalha com a iluminação de hidrelétrica e bombeamento de máquinas. O ONS acompanhará o teste para avaliar seus impactos sobre a rede.

A tecnologia pode ser usada como *backup* na transmissão ou na geração na ponta como alternativa para o consumidor reduzir a conta ou como alternativa a investimentos em linha de transmissão ou distribuição. Também pode ser usada para maior qualidade ao abastecimento para indústrias que têm necessidade

⁶¹ Depoimento ao livro

de que as linhas operem sempre na mesma frequência e não sejam perturbadas com oscilações. Dados da Macroplan apontam uma capacidade potencial de armazenamento de 95 GW, o suficiente para abastecer o País por uma hora. “Será preciso um marco regulatório que inclua os serviços ancilares e, conseqüentemente, a remuneração por esses serviços”, aponta Ítalo Freitas⁶², presidente da AES no Brasil.

A revolução energética traz desafios regulatórios, segundo o presidente da Engie no Brasil, Mauricio Bahr⁶³. O armazenamento de energia é uma tecnologia que deve ganhar espaço com o avanço de fontes intermitentes, como eólica e solar. “O cenário cria ainda maior urgência sobre a regulação”, afirmou. Também surgem novas discussões, segundo ele, as usinas hidrelétricas eram remuneradas pela geração de suas turbinas. Com sistemas de armazenamento, elas também podem auxiliar o uso de baterias, o que pode criar outro tipo de remuneração a esses ativos.

Para Carlo Zorzoli⁶⁴, que presidiu a Enel no Brasil entre 2016 e 2018, a digitalização ocorre em três movimentos. Primeiro, é feita a instalação de alguns elementos digitais na rede, o que permite ter um conhecimento mais preciso do estado da rede em comparação ao padrão histórico. O segundo movimento é obtido com as redes inteligentes e a instalação de medidores que leem o consumo e podem mostrar o quanto o consumidor gera de energia. O terceiro nível está ligado à existência de uma série de sensores na rede que, juntos aos medidores eletrônicos e aos equipamentos da digitalização básica, permitem acompanhar a condição dos equipamentos, como a temperatura dos transformadores, tudo isso alinhado à análise de dados. O Brasil está apenas na primeira etapa.

“O que separa o Brasil desta segunda etapa de digitalização é a questão regulatória, já que não se reconhece o valor investido pelas empresas na adoção dos medidores eletrônicos”, destacou Zorzoli, que também frisa que o trabalho de regulação tem de estar atento às diferenças regionais. Na sua visão, em alguns estados

⁶² Suplemento Especial Energia do Valor Econômico de 30 de agosto de 2018

⁶³ Palestra no Fórum de Investimentos Brasil 2018, em 30 de maio de 2018

⁶⁴ Palestra no Fórum de Investimentos Brasil 2018, em 30 de maio de 2018 e Valor Econômico 30/08/2018

do Sul e Sudeste, o crescimento da demanda está em patamares quase europeus por efeito das novas tecnologias de eficiência energética. “Nestes casos um modelo de regulação que remunera o negócio do fio independentemente da quantidade de energia consumida faz mais sentido. De outro lado, nos estados que ainda têm um crescimento importante da demanda para acontecer, faz sentido ter um modelo como o atual. Não deve parecer descabido ter modelos distintos no mesmo País quando ele tem estas diferenças regionais”, analisou.

Os carros elétricos também deverão ser mais presentes em todo o mundo. Hoje o estoque dessa frota já supera três milhões de veículos, sendo que o mercado teve alta de um milhão de unidades em 2017, maior elevação histórica, com mais de metade das vendas na China. Estudo da Shell aponta que, em um cenário em que os países irão se engajar em soluções para cumprir o acertado no Acordo de Paris, os veículos de passeio elétricos alcançam equivalência de custos com os carros com motor à combustão em 2025.



Mike (Pexels)

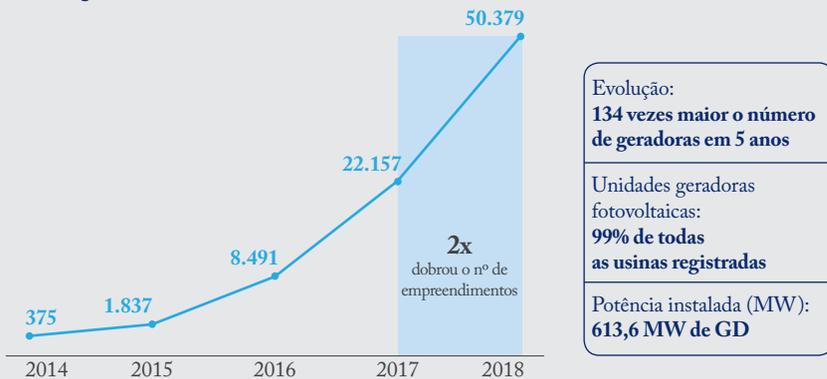
Com alguns projetos no Brasil, o carro elétrico deve ganhar espaço no País, mas um dos desafios será a infraestrutura de carregamento das baterias

Já no início de 2030, mais da metade das vendas mundiais de carros são de carros elétricos, estendendo-se a todos os carros de passeio até 2050. Em 2035, 100% dos carros vendidos são elétricos na União Europeia, EUA e China. No Brasil, a tecnologia ainda avança lentamente. No universo de todas as modalidades possíveis de combustível, os carros elétricos e híbridos continuam equivalendo a apenas 0,2% do total de novos veículos licenciados no Brasil em 2018. Segundo dados do Departamento Nacional de Trânsito (Denatran) existe cerca de 7.120 carros elétricos e híbridos em circulação hoje no País. Mais da metade desses veículos foram emplacados em 2016 (1.085) e 2017 (3.278).

No Brasil, estima-se crescimento de 3,7% ao ano do consumo de energia elétrica até 2026, de acordo com dados da EPE, com uma elasticidade de 1,5 em relação ao previsto para o crescimento da economia brasileira no período. Geração distribuída com painéis fotovoltaicos vai ganhar espaço na matriz. Segundo projeções do governo, a capacidade instalada do setor pode crescer mais de dez vezes nos próximos dez anos para 3 GW de potência instalada. Em cinco anos, o número de conexões subiu de 23 em junho de 2013 para pouco mais de 30 mil em junho de 2018, respondendo por cerca de 250 MWp.

EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Usinas registradas



Fonte: Aneel

A Aneel estima que esse número poderá chegar a 700 mil pontos na metade da próxima década. No Brasil, a Resolução nº 482 da Aneel, de 2012, permite que o consumidor gere energia a partir de painéis fotovoltaicos e possa abater o que consumiu de sua conta mensal de luz. Publicada em março de 2016, a Resolução nº 687 possibilita que a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em percentuais definidos pelos próprios consumidores. Mesmo que o sistema esteja instalado num único medidor do condomínio, as cotas de crédito para compensação de energia são abatidas das contas dos participantes de forma independente, desde que a geração esteja na mesma área de propriedade do condomínio ou empreendimento.



Desde 2012, a regulação começou a estimular a microgeração distribuída solar e a Aneel estima que 700 mil pontos poderão gerar energia na metade da próxima década

O avanço da microgeração também terá de ser acompanhado de investimentos na rede. Projetos de concessionárias sobre o impacto da geração distribuída solar apontaram que as redes de distribuição demandarão investimentos no médio e longo prazo para apoiar a expansão da entrada de geração distribuída no

sistema interligado. Um exemplo dos desafios está na Alemanha. Quando passou a ter 30% de sua matriz com microgeração distribuída solar, a complexidade da matriz do País europeu cresceu e a qualidade de energia distribuída caiu. No caso brasileiro, em que o sistema de transmissão escoava grandes blocos de energia em grandes distâncias, a situação poderá se tornar ainda mais desafiadora, com redes defasadas e a expansão da geração distribuída solar.

A força dos ventos ganhará ainda mais espaço: em um cenário de referência da EPE, as usinas eólicas poderão mais do que dobrar sua capacidade de 13 GW em 2017 para 28 GW em 2026, registrando o maior avanço entre todas as fontes. O gás natural também deve ter maior presença na matriz elétrica nacional. Do óleo extraído nos campos do pré-sal, que responde em 2018 por 54% da produção de petróleo nacional com 1,3 milhão de barris por dia, deverá vir gás associado, o que deverá dobrar a produção do insumo para 250 milhões de metros cúbicos diários em 2030, segundo previsão da IHS Markit. Há restrições técnicas para ele ser reinjetado e o insumo não pode ser queimado por questões regulatórias, o que cria necessidade para que um mercado competitivo seja destravado.

Para que novas térmicas saiam do papel, mais terminais de GNL sejam construídos e que o mercado livre ganhe relevo, o governo e os agentes discutem uma nova regulação em meio ao plano de desinvestimento da Petrobras na área de gás. Hoje a estatal é a principal empresa da área, explorando, produzindo, distribuindo, carregando e comercializando. “A disponibilidade do gás natural e do gasoduto de transporte é questão fundamental a ser equacionada, tanto para despachos na base como para prover flexibilidade ao Sistema Interligado Nacional. Pelas regras atuais de comercialização, o suprimento do combustível precisa estar garantido ainda que a usina fique sem gerar por longos períodos. Isso pode levar a custos fixos relativamente altos”, destaca a EPE no Plano Decenal 2026.

Além de regulação para livre acesso à infraestrutura existente e ampliação da concorrência no setor, seria necessário trabalhar em legislações estaduais de comercialização do gás natural, o que poderia destravar o mercado livre do insumo para grandes consumidores, praticamente inexistente mesmo depois da edição da Lei do Gás em 2009. Duas termelétricas são as únicas consumidoras livres do País. Hoje cada estado define esse volume mínimo que uma indústria pode migrar para o ambiente livre. Não existem grandes consumidores livres industriais de gás.

Os 14 estados onde não há regulamentação também não criaram leis sobre o livre acesso aos agentes, nem sobre o pagamento de tarifas para utilização dos dutos, o que impede, por exemplo, o acesso de pequenos produtores ao mercado. Mesmo nos estados em que há regulação, existem indefinições. Em Pernambuco, o consumo mínimo exigido é 500 mil metros cúbicos por dia, mas o maior consumidor utiliza pouco mais de 100 mil metros cúbicos por dia.

A aceleração da digitalização ampla da sociedade e da economia deve impactar bastante o perfil de consumo no Brasil. A indústria 4.0, o aumento da robotização, a internet das coisas, o carro elétrico e as redes inteligentes deverão ter amplo impacto sobre o Brasil. O desafio será avançar com aperfeiçoamentos regulatórios – como o Mecanismo de Realocação de Energia,



Claudio Gomes (PMIC)

Caraguatatuba, no litoral paulista, foi uma das primeiras cidades do Brasil a assinar PPP de iluminação pública, que pode ser um vetor de maior uso de inteligência nos municípios do País

a separação entre atacado e varejo e a abertura gradual do mercado – e trabalhar em uma regulação que permita que as novas tecnologias cheguem a um tempo adequado ao Brasil e propiciem ganhos de eficiência à toda cadeia.

Esse novo contexto deverá permitir o ingresso de mais agentes e a criação de contratos, com produtos mais de bolsa de valores do que de balcão. As transações deverão se multiplicar e se tornar mais sofisticadas, o que irá exigir que a CCEE, uma empresa cuja metade de seus colaboradores está envolvida com a área de Tecnologia de Informação, seja viabilizadora desse futuro. “Nosso desafio será nos prepararmos para sermos facilitadores desse novo momento. A CCEE desenvolverá novas plataformas para os agentes operarem, mais modernas, ágeis e integradas; ao mesmo tempo em que atuará como propositora de soluções para evolução do mercado de energia”, diz Rui Altieri⁶⁵.



Talita Porto, Ary Pinto, Rui Altieri, Solange David e Roberto Castro: formação do Conselho de Administração em janeiro de 2019

⁶⁵ Depoimento ao livro

ARTIGO

PERSPECTIVAS REGULATÓRIAS PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



**André Pepitone
da Nóbrega**

*está na Aneel desde
2000 e se tornou
diretor-geral da agência
em abril de 2018*

A transformação pela inovação tecnológica, cuja velocidade caracteriza esta época, chegou ao mercado de energia elétrica e exige respostas de todos os agentes envolvidos, inclusive as dos reguladores, que têm a missão de elaborar regulamentos que viabilizem a modernização, preservando a modicidade tarifária para os consumidores.

Nesse sentido, a Agência Nacional de Energia Elétrica foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas públicas estabelecidas.

Seu papel, necessariamente dinâmico, tem acompanhado a evolução tecnológica da indústria de energia no Brasil e no mundo. Desde o início das atividades, a Aneel persegue a missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

No segmento de distribuição, a evolução tecnológica permite aos

consumidores participar mais ativamente, receber mais informações e novos serviços. Na atividade de distribuição, a tecnologia possibilita o aperfeiçoamento da gestão de ativos, a eficiência energética, a redução de custos operacionais, a melhoria da qualidade da energia e o combate a perdas comerciais.

Entre essas tecnologias, mencionam-se a medição eletrônica, as telecomunicações, a automação, a tecnologia da informação, o georreferenciamento e outras ferramentas de sensoriamento e capacidade computacional. As redes de distribuição, integradas às novas tecnologias, tornarão a rede elétrica de baixa tensão a nova supervia, para transportar elétrons e dados. Despontam ainda a geração e o armazenamento distribuídos, além da estrutura de abastecimento a veículos elétricos.

Com relação a temas específicos que envolvem novas tecnologias, destacam-se as seguintes iniciativas da Aneel:

1. Criar o Sistema de Informações Geográficas – SIG⁶⁶, em que a distribuidora deve manter informações de parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão, bem como informações de todos os usuários da rede. Possibilita a redução da assimetria de dados com as distribuidoras, o que facilita as ações de regulação, acompanhamento e fiscalização. O SIG já foi utilizado por diversas universidades, Ipea, IBGE, Anatel, Aeronáutica (Decea/ICA) e Ministério da Agricultura;
2. Propiciar condições para o acesso de microgeração e minigeração Distribuída⁶⁷ aos sistemas de distribuição, com a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica: a geração de pequeno porte a partir de fontes renováveis constitui tendência em diversos países e os estímulos à geração distribuída (localizada próxima aos centros de carga) devem ser tais que sejam justificados pelos benefícios que essa modalidade pode proporcionar,

⁶⁶ Resolução Normativa (REN) n° 395/2009 e Módulo 10 dos Procedimentos de Distribuição

⁶⁷ REN n° 482/2012

- como a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes e a diversificação da matriz energética. A regulamentação propicia que o consumidor brasileiro gere a própria energia elétrica, cedendo o excedente à distribuidora local, com seu consumo compensado por essa energia;
3. Criar a Tarifa Branca⁶⁸: modalidade tarifária em que unidades consumidoras do Grupo B⁶⁹ passam a poder pagar valores diferentes em função da hora e do dia da semana e, se adotados hábitos eficientes que priorizem o uso da energia fora do período de ponta, reduzir o valor de sua conta;
 4. Definir Sistemas de Medição para Faturamento⁷⁰, que simplificaram requisitos de medição e procedimentos para consumidores, distribuidores e alguns geradores conectados em sistema de distribuição, cujos ativos sejam modelados na CCEE. Estabelecem, também, o término em 2020, para que os dados de medição pela CCEE sejam obtidos da distribuidora, por coleta passiva ou integração de sistemas;
 5. Recarregar veículos elétricos⁷¹, o que qualificou como atividade econômica livre; qualquer interessado pode implantar uma estação de recarga (uma distribuidora ou qualquer outro empreendedor) e o modo de exploração comercial fica a cargo de quem o implantar, inclusive a preços livremente negociados. O normativo afasta incertezas regulatórias para empreendedores que queiram investir na mobilidade elétrica, evitando externalidades negativas para os consumidores de energia elétrica.

⁶⁸ REN n° 733/2016

⁶⁹ Iniciada em 2018 para as unidades com média anual de consumo superior a 500 kWh mensais, estará disponível para todos os consumidores em 2020

⁷⁰ REN n° 759/2017

⁷¹ REN n° 819/2018

Além disso, disciplinou a instalação e a operacionalização das estações de recarga e regulou as interações entre os setores de mobilidade e de energia;

6. Armazenar energia elétrica (*storage*): a Aneel, por meio da “Chamada de Projeto e Desenvolvimento - P&D Estratégico nº 21/2016”, aprovou 23 projetos objetivando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica, propriedade intelectual (patentes) e infraestrutura de produção nacional. Os projetos contemplam diversas tecnologias de armazenamento, tais como baterias de íon de lítio e de chumbo-ácido, hidrogênio, usinas hidrelétricas reversíveis e estocagem de ar comprimido em cavernas de sal. A previsão é de que cerca de R\$ 400 milhões sejam investidos.

Tal avanço tecnológico beneficia toda a sociedade, abrangendo empresas de energia elétrica e consumidores, cabendo à agência reguladora o desafio de definir regulamentos visando ao equilíbrio e à correção das falhas de mercado, observando que:

1. O ambiente regulatório deve ser propício à evolução tecnológica, eliminando obstáculos, mitigando riscos e conferindo estabilidade e segurança aos interessados em investir em novas tecnologias do setor elétrico e;
2. A aplicação das novas tecnologias deve ocorrer de maneira sustentável em longo prazo, preservando o equilíbrio de interesses dos envolvidos, especialmente dos consumidores mais vulneráveis, maximizando os benefícios globais auferidos pela sociedade.

Para tanto, a Aneel define as responsabilidades de cada agente, concentrando-se no estabelecimento “daquilo que deve ser feito”, deixando ao agente setorial as opções empresariais acerca de “como deve ser feito”.

Na distribuição, a liberdade na direção de negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia foi instituída contratualmente entre o ente privado e o Poder Concedente, notadamente porque é o privado que, com mais conhecimento do mercado e da área na qual opera, atua no dia a dia com a prestação do serviço em níveis adequados.

A Aneel aprimorou as regras⁷² que promoveram significativa evolução da qualidade do serviço de distribuição nos últimos anos (“o que deve ser feito”). De 2015 até meados de 2018, a quantidade média de interrupções no fornecimento⁷³ percebida pelos consumidores brasileiros caiu 25,5% e a duração média dessas interrupções⁷⁴, 29,3%.

Para além da qualidade, foram observadas a redução das perdas e a busca por eficiência operacional nas diversas ações cotidianas, tendo em vista limites fixados pela Aneel. As distribuidoras atuam segundo a melhor estratégia empresarial e empregam as tecnologias disponíveis mais aderentes às suas necessidades, em busca de melhores resultados.

Na regulação por incentivos, os custos regulatórios são aplicados nas revisões tarifárias, mormente pelo método de benchmarking, que maneja a comparação entre as próprias distribuidoras ou outras referências, tal como as internacionais. A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir os custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para a expansão e o atendimento com qualidade.

A ruptura de paradigmas trazida pela evolução tecnológica, aliada ao avanço de uma sociedade ávida pelo protagonismo de opções individuais, permite que o consumidor passe a exercer papel mais ativo também no setor elétrico. Assim, para mitigar

⁷² Por exemplo, regras relacionadas ao componente de qualidade do Fator X; à limitação de distribuição de dividendos em razão da violação a indicadores de continuidade; ao pagamento de compensações financeiras aos consumidores que perceberam violação em indicadores de continuidade individuais; ao estabelecimento de mais ações preventivas de fiscalização, como o Plano de Resultados.

⁷³ Medida pelo indicador Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), conforme dados disponíveis em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>

⁷⁴ Medida pelo Indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

obstáculos e riscos futuros, a Aneel seguiu com a modernização do aparato regulatório, a fim de tratar da medição e da comercialização no Ambiente de Contratação Livre.

Ademais, a comercialização varejista, regulamentada pela Resolução Aneel nº 570, de 2013, logrou instituir nova atividade econômica, para permitir o usufruto dos benefícios do ACL, sem que o usuário tenha de participar diretamente de um mercado altamente complexo e atacadista. Nesse sentido, a ampliação gradual do mercado livre de energia se apresenta como tendência.

Atualmente com 11 varejistas habilitados pela CCEE, já é possível que agentes de geração e unidades consumidoras possam contratar diretamente com o varejista de preferência. Como se pode observar, os desafios da Aneel são imensos e complexos, exigindo permanente adaptação à realidade e às novas tecnologias, sempre com foco na competição e no desenvolvimento sustentável e eficiente do mercado, resultando em preços mais baixos para os consumidores.

ARTIGO

REFLEXÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PRIVADO COMO VETOR DE EXPANSÃO DO ACL



Pedro Batista
*é sócio fundador
da 3G Radar e sócio
da 3G Capital*

Após 23 anos de reestruturação do setor elétrico brasileiro, 20 anos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e do grande crescimento do mercado de livre, ainda existem inúmeros desafios para o crescimento desse segmento e em especial para o financiamento de projetos lastreados em contratos de compra e venda nesse ambiente, essencial para a expansão sustentável de longo prazo do setor.

Nos inúmeros debates sobre soluções de crédito de longo prazo para projetos do setor elétrico, há sempre discussões e muitas ideias criativas de financiamento, infelizmente quase sempre recaindo em alguma forma de incentivo governamental, seja por instrumentos pelos quais o governo abre mão de receitas ou por meio de financiamento governamental direto, como no caso do BNDES. Falta uma reflexão maior sobre as mudanças que necessitam ser feitas no setor para viabilizar financiamentos sustentáveis (sem subsídios governamentais) em vez

do foco na criação de instrumentos que se adaptem à configuração atual de mercado.

Quando pensamos em financiamento sustentável de longo prazo, não podemos pensar em fonte de recursos públicos. OBNDES sempre foi uma fonte de financiamento importante para o setor. Entretanto, não podemos considerá-la como sustentável e de longo prazo, em razão da crítica situação fiscal e a consequente necessidade de redução da dívida bruta do País. Além disso, toda a modelagem e a reestruturação do setor elétrico têm como um dos seus objetivos mais importantes trazer a financiabilidade de longo prazo sustentável, sem capital estatal. Obviamente, não estamos falando de rupturas repentinas, mas de processos de ajuste gradual. Há necessidade urgente de se reduzir a utilização de financiamento com capital público na expansão do setor e de crescente participação de todos os tipos de financiamento do setor privado e em especial do mercado de capitais.

Pelo lado do financiador, sejam eles participantes dos mercados de dívida ou de ações, há importantes ajustes que precisam ser tratados para que possamos convergir gradualmente para estruturas ótimas de capital para projetos de energia. Ótima nesse caso refere-se à situação do País como um todo, pois não consideramos projetos com financiamento a taxas subsidiadas como sendo ótimas na visão de longo prazo para a economia brasileira. O modelo de expansão baseado em capital público, se por um lado é solução fácil e traz benefícios diretos para o consumidor, empreendedor e financiador, por outro lado contribui para um maior componente de custo de capital do País pela alocação subótima de recursos na economia. Portanto, uma análise do custo total para a economia deve ser parte importante da discussão.

Muitos aprimoramentos estão sendo tratados no âmbito das propostas para o aperfeiçoamento das regras do setor elétrico brasileiro (como os que constam da Consulta Pública nº 33), por exemplo: maior abertura do mercado, redução e transparência nos diversos subsídios, preços em base horárias, implementação

de sistema de despacho por preços, entre outras. Na medida em que os mecanismos regulatórios sejam baseados cada vez mais em princípios econômicos e menos em outras lógicas, maior a probabilidade de sucesso de financiamento sustentável para o segmento.

A essência maior do problema da financiabilidade está na questão do correto sinal de preço e na transparência e sistema de garantias do setor. Em qualquer segmento da economia, para atração de capital de longo prazo de forma ótima, tanto para *equity* como para dívida, é essencial o entendimento claro dos fundamentos econômicos dos projetos. Caso não seja claro ou os fundamentos sejam baseados em artificialidades, como subsídios e distorções regulatórias, o provedor do capital sempre exigirá custos de financiamento mais altos, além de redução de risco por meio de contratos vinculados a índices inflacionários, com enormes garantias e inflexibilidades contratuais.

Em um ambiente onde as condições de competição entre as fontes se deem predominantemente em função dos atributos econômicos destas, as condições para financiamento serão muito mais favoráveis. Fontes não competitivas ou cuja competitividade cairá nos próximos anos certamente terão acesso mais restrito, ao contrário das fontes competitivas. Essa é a lógica de mercado e que contribuirá para uma expansão sustentável do setor via mercado livre.

O acesso de fontes menos competitivas a crédito deverá ser cada vez mais baseado em financiamentos com capital público (e insustentável). O subsídio a fontes menos competitivas leva a um mecanismo perverso onde os consumidores pagam mais caro por *commodity* (por meio de subsídios) com a falsa sensação de compra de uma energia mais barata. Portanto, a combinação de regulação para disciplinar e limitar subsídios, com a redução da participação do setor público como financiador de fontes não competitivas, é essencial para o crescente financiamento privado de fontes competitivas no mercado livre de energia.

Acreditamos que a transparência nas informações do mercado livre pode contribuir e muito para viabilidade

de financiamentos para empreendimentos voltados ao mercado livre. Preços e condições contratuais abertas a todos são essenciais para que investidores possam ter uma visão mais clara das tendências de preços de longo prazo e características de contratos, dentre outros aspectos. Não há financiamento de longo prazo e a custo apropriado para algo que não se entende.

Uma evolução importante nessa direção refere-se à criação de uma *clearing house* para o mercado de energia brasileiro. Por meio dessa instituição, poder-se-ia criar um sistema muito mais robusto de garantias, onde haveria uma contraparte central. Em tal ambiente haveria a participação de entidades financeiras, que com remuneração adequada assumiriam os riscos da liquidação. Um passo importante para o menor custo dessas garantias e atração de mais *players* financeiros é o menor intervalo entre as liquidações financeiras. Liquidações em bases diárias contribuiriam potencialmente para um menor custo dessas garantias.

Como resultado de contratos de energia negociados de forma transparente, com contraparte central e de um sistema de garantias robusto, a segurança dos agentes financiadores na segurança de longo prazo do setor, e, conseqüentemente, dos fluxos financeiros dos ativos que financiariam as operações, levaria a uma queda sustentável do custo de capital setorial. Outra decorrência também de tal processo seria a menor necessidade de contratos de longo prazo como fatores críticos para financiamento de longo prazo para projetos. Podemos citar a European Commodity Clearing (ECC) como uma boa referência de arquitetura para *clearing* no caso brasileiro para os contratos de geração e mercado de diferenças. A conseqüente redução da insolvência e de judicialização setorial, além da maior segurança financeira para os agentes, justificariam, e com muita margem, os custos para a implementação de tal *clearing*.

Outro aspecto bastante relevante e muitas vezes pouco associado a questões setoriais mais amplas diz respeito à necessidade de privatização de ativos de geração. Hoje a presença

de estatais no segmento de geração ainda é bastante representativa (aproximadamente 40%). Essas empresas, por todas as amarras às quais estão expostas, não são capazes de renovar seus quadros técnicos para se adaptarem à nova realidade de mercado e, muitas vezes, acabam por criarem distorções de preços e de condições contratuais, já que o alinhamento e interesses perseguidos por essas organizações não são necessariamente os de melhor lógica econômica.

Dada a representatividade dessas empresas, o estímulo à privatização torna-se muito importante. Como exemplos de problemas, podemos citar os grandes atrasos nos cronogramas de obras que executam, a inadimplência como consequência de má gestão empresarial, dentre outros. A presença de estatais no conjunto de agentes participantes do mercado aumenta o custo das garantias exigidas por financiadores. Além disso, será extremamente difícil que uma empresa do Estado consiga sobreviver ao novo ambiente de abertura e sofisticação de mercado que se desenha, o que somente agravará o problema.

O setor elétrico é extremamente complexo e não há soluções simples para a maioria de seus problemas estruturais. Para chegarmos à expansão sustentável do setor a longo prazo – isso passa pelo desenvolvimento do mercado livre de energia e de sua financiabilidade –, há uma série de medidas que idealmente deveriam andar de forma conjunta: maior racionalidade dos subsídios setoriais, maior transparência nas transações setoriais, criação de *clearing* robusta, privatização dos ativos de geração.

É crucial inverter a lógica atual do setor, onde discutem-se soluções de financiamento com o desenho atual do segmento e não mudanças regulatórias que levariam a um menor custo de financiamento para as empresas que atuam na área. Acreditamos que podemos progredir, e rapidamente, sobre esses pontos. O principal custo da energia, como sua própria característica capital intensiva indica, é o de capital. Ao avançar sobre os problemas estruturais que impedem menores custos de financiamento,

estará sendo atacada de forma sustentável a questão crucial para a competitividade do setor e do País.

Precisamos buscar capital privado sustentável que possa ser alocado em projetos por seus próprios méritos e não por distorções regulatórias ou financiamento público. Com estímulos corretos e desenho setorial adequado, haverá menor necessidade de contratos de longo prazo para financiamentos privados do setor, já que nesse desenho a combinação de segurança nas garantias de contraparte e a própria competição sem distorções entre fontes valorizando as mais competitivas de fato serão fatores que contribuirão para a maior segurança das transações e dos financiamentos.

ARTIGO

AS TRANSFORMAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO MUNDIAL E O BRASIL



Luiz Barroso

foi presidente da EPE (2016 e 2018) e principal elaborador da Consulta Pública nº 33

Transformações tecnológicas, econômicas e socioambientais têm causado fricções nos modelos de negócio do setor elétrico mundial e pressionado por mudanças regulatórias. Inovações têm reduzido os custos de instalação de fontes eólica e solar fotovoltaica, recursos energéticos distribuídos (incluindo geração solar de pequena escala, armazenamento resposta da demanda e carros elétricos), além de tecnologias de medição avançada e comunicação bidirecional.

A existência de agressivas políticas públicas, via incentivos econômicos e subsídios, oferecidas para atingir metas de descarbonização, e de estruturas tarifárias com distorções também contribuem para a penetração acelerada destas tecnologias disruptivas. Da mesma forma, preferências de consumidores que extrapolam seus ganhos monetários diretos têm sido relevantes.

Relatório da Agência Internacional de Energia (AIE)⁷⁵ mostra que 2017 foi o ano em que o aumento de capacidade solar fotovoltaica cresceu mais do que

⁷⁵ International Energy Agency, Renewables 2018

qualquer outra tecnologia e que a fonte será a líder absoluta de expansão mundial nos próximos cinco anos. A AIE prevê que a metade desse crescimento virá de instalações distribuídas. Residências, edifícios comerciais e indústrias poderão atender cerca de 2% do consumo global de eletricidade em 2023. A mesma tendência será observada para o armazenamento distribuído – incluindo carros elétricos – e para a tecnologias de medição avançada (800 milhões de medidores inteligentes já estão em uso mundialmente em 2017).

Plataformas online para a comercialização de produtos e serviços diretos entre agentes (*peer-to-peer*), de forma distribuída e utilizando algoritmos de inteligência artificial e tecnologias *blockchain*, têm surgido em projetos pilotos, integrando residências ao mercado. Isso amplia a independência e a interatividade proporcionada ao consumidor, introduzindo a “Uberização” do fornecimento de eletricidade e o “Airbnb” de elétrons.

A automação de decisões individuais aporta benefícios para o sistema e muda os paradigmas de operação, regulação, planejamento e comercialização. Sistemas de monitoramento e controle permitem mais granularidade à resposta da demanda e permitem o fornecimento de serviços de reservas e flexibilidade operativa por novos atores. O armazenamento distribuído agrega flexibilidade e pode se tornar um ativo de transmissão “sem fio”, contestando o investimento em redes físicas de transporte. Ele também pode ser um gerador, um consumidor e/ou comercializador. No limite, o avanço da resposta da demanda pode transformar a confiabilidade de suprimento, hoje um bem público, em um bem privado, resolvido por preço de equilíbrio.

As novas tecnologias possuem custos variáveis de produção nulos e com isso reduzem os preços de energia nos mercados atacadistas e aumentam sua variabilidade. A sociedade custo marginal zero afeta o pilar principal da teoria marginalista, base dos mercados atacadistas atuais, e impacta a remuneração

do MWh produzido por geração centralizada ou distribuída, o que cria desafios para a sua financiabilidade. Já alguns serviços mais necessários para a operação do sistema, se corretamente precificados, podem dar origem a fluxos de receita que compensem esses desafios. O risco de crédito com o aumento de operações “no varejo” será um fator importante, assim como a representação regulatória e comercial destes milhões de novos atores no sistema. A maior participação de recursos distribuídos impactará a recuperação de receitas de distribuidoras e alterará a dinâmica da expansão de redes.

A digitalização trará relevância a novas questões, como a propriedade e a privacidade dos dados e a segurança de sistemas elétricos. Fluxos bidirecionais de energia em todos os níveis de tensão exigirão maior coordenação e alocação de responsabilidades entre operadores de sistemas de transmissão e distribuição (que poderão ser muitos) e demandarão novas práticas de regulação, planejamento e operação.

Para criar valor, nenhum aspecto será mais importante do que um desenho de mercado apropriado com ao menos os seguintes elementos:

- Preços e tarifas que reflitam sinais econômicos com granularidade temporal e locacional, como vetores da informação “correta” para escolhas bem informadas pelos consumidores;
- Riscos bem alocados na cadeia de valor, incluindo tratamento regulatório a novos agentes e alocação de custos àqueles que o causam;
- Liberdade de escolha ao consumidor;
- Liquidez na compra e venda de energia, com segurança financeira;
- Tratamento para a expansão da oferta para a garantia da segurança de suprimento enquanto a confiabilidade for um bem público ou até que se torne um bem privado;

- Racionalização de subsídios, incluindo sua revisão ou extinção.

Embora estes elementos já integrem muitos mercados mundiais, há necessidade de aperfeiçoamento regulatório, já que em nenhum lugar se atingiu a perfeição na escolha de um desenho que os combine exitosamente. Isso ficou claro quando a Energy Initiative do Massachusetts Institute of Technology e a Universidade de Comillas publicaram o estudo *Utility of the Future* em 2016⁷⁶, cuja principal mensagem é a urgente necessidade de melhores sinais de preços (e tarifas), com suficiente granularidade temporal, locacional, aplicados aos distintos serviços existentes no setor. Dada a própria incerteza no comportamento do consumidor, novas abordagens⁷⁷ são necessárias. Um ambiente de mercado não discriminatório deve permitir que todas as tecnologias concorram na mesma base e sejam escolhidas pelo seu benefício líquido ao sistema. Para isso, sinais econômicos eficientes e corretos e condições isonômicas de competição são a melhor maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em igualdade para deixar que as decisões dos agentes – incluindo o consumidor – conduzam à economicidade e segurança no suprimento.

Há indícios práticos de que ignorar esses requisitos cria problemas. Tarifas volumétricas em conjunto com o modelo de *net metering* levaram à rápida adoção de sistemas fotovoltaicos em alguns países, com a contrapartida de subsídios cruzados implícitos. A tarifação binômica nasceu como aperfeiçoamento regulatório natural. Quando complementada por sinais econômicos temporais e locais, a valoração adequada da geração distribuída é obtida, permitindo sua inserção sustentável.

⁷⁶ A EPE realizou uma discussão com os autores deste estudo no Brasil em Junho de 2017. Um resumo da discussão está em www.epe.gov.br.

⁷⁷ FERREIRA, R; BARROSO, L.A; CARVALHO, M.M; LINO,P; VALENZUELA,P. “Time-of-Use Tariff Design under Uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand: a Stochastic Optimization Approach”, IEEE Transactions on Smart Grids, issue 4, vol 4, Page(s): 2285 – 2295, 2013.em www.epe.gov.br.

Esse processo de transformação é irreversível e afetará o Brasil independente da vontade de governos, instituições e agentes. Por razões econômicas, as renováveis terão cada vez mais destaque na expansão da oferta e a geração distribuída será uma opção viável a consumidores. O horizonte de adoção das mudanças é incerto. Mesmo em países com economias maduras, muitas inovações estão ainda limitadas a projetos pilotos ou mercados de nicho.

Um aspecto que diferencia o Brasil é que o ritmo da transformação será ditado mais por fatores econômicos e comportamentais do que por metas de descarbonização, tendo em vista a característica renovável da matriz. Isso impõe mais responsabilidade aos sinais de preços e ao ambiente comercial para criar modelos de negócios sustentáveis que viabilizem e financiem a transformação evitando os subsídios. As oportunidades de geração de valor individual e sistêmico também são muitas e serão particularizadas. Por exemplo, restrições locais nas redes de transmissão e distribuição podem gerar oportunidades para serviços de flexibilidade em regiões específicas do Brasil. Os biocombustíveis podem concentrar o foco da eletrificação do transporte inicialmente em ônibus e transporte de carga. O armazenamento pode ter um papel mais relevante em adiar investimentos em redes que em comercialização de energia.

Várias são as rotas disponíveis para o Brasil, mas a regulação e o desenho de mercado precisarão se adaptar, idealmente, antes da chegada desta transformação. Caso contrário, como já observado em alguns países, chegará ao Brasil de forma desordenada, com privilégios a alguns atores e sem o ganho de eficiência almejado.

A nossa realidade impõe desafios específicos: o forte crescimento da demanda exige cuidados com a expansão da oferta. A intensa variabilidade dos preços de energia no atacado (o Brasil já viveu na sociedade custo marginal zero na década de 90) exige soluções viáveis para a financiabilidade desta expansão. O perfil (comportamental e de crédito) do consumidor final desafia a criação de modelos de negócios

para a expansão massiva da geração distribuída. A falta de sinais de preços no atacado e varejo com maior granularidade dificulta a valorização de serviços essenciais ao sistema e com isso inibe a penetração de novas tecnologias⁷⁸.

O mercado livre atual, muito baseado em transações “de balcão”, assimetria de informação e subsídios, demanda um amadurecimento. Muitos instrumentos de gestão centralizada de riscos com abordagens de comando-e-controle (como o despacho centralizado de recursos, o mecanismo de realocação de energia e os leilões regulados) e dificuldades de *enforcement* criam um ambiente muito propício à judicialização. O perfil e prazo das contratações e as regras rígidas das concessões deixam legados importantes para serem acomodados.

Como em outros países, o modelo setorial do Brasil precisa de ajustes. Os elementos do primeiro pilar para a construção desta ponte para o futuro foram propostos, em ampla discussão com a sociedade, pela Consulta Pública nº 33 . Estas propostas são baseadas no estado da arte das discussões internacionais. Se encaixam dentro de uma visão de longo prazo para o Brasil dada por incentivos a decisões eficientes de agentes como vetor para garantir economicidade, segurança e sustentabilidade de suprimento, por meio do uso de sinais econômicos para alinhamento entre estímulos individuais e interesse sistêmico (o que pressupõe uma gestão de riscos mais descentralizada). A CP nº 33 respeita os contratos legados e direitos de propriedade e lida com uma transição complexa, assim como reconhece a importância do mercado onde ele é funcional e do planejamento onde ele ainda não foi capaz de apresentar uma solução plenamente viável. Por fim, rediscute a alocação de custos e riscos entre os agentes para possibilitar uma abertura salutar do mercado.

A CP nº 33⁷⁹ conseguiu mobilizar a sociedade em torno do tema e se tornou importante referência para estes aperfeiçoamentos, ilustrado pelo fato que projetos de lei que tratam da abertura do mercado livre no Congresso tiveram modificações apresentadas

⁷⁸ RUDNICK, H; BARROSO, L.A. “Flexibility Needed: Challenges for Future Energy Storage Systems”. Guest Editorial, IEEE Power & Energy Magazine, v. 15, p. 12-19, 2017.

⁷⁹ Ministério de Minas e Energia, Consulta Pública nº 33 – Ver www.mme.gov.br

em seus textos por seus relatores para adequá-los a ela. Ainda existe muito trabalho a ser feito e temas a serem endereçados, como o supridor de última instância, mas a referência inicial está posta.

O sistema do futuro será formado por recursos energéticos distribuídos e centralizados com geração despachável e não despachável, tornando “integração” e “flexibilidade” as palavras chaves para entender esse novo momento⁸⁰. O Brasil precisa fazer seu dever de casa, definindo claramente o papel do Estado no processo, aperfeiçoando ordenadamente a regulação e evitando movimentos pendulares⁸¹. Caso contrário, seremos atropelados pela “vida real” e teremos um ambiente de negócios talvez rentável, mas desordenado e muito aquém do merecido pela sociedade.

⁸⁰ BARROSO, L.A.; Rudnick, R. “The power system of the future: a centralized, distributed or just integrated?” [Guest Editorial]. IEEE Power & Energy Magazine, forthcoming, 2019.

⁸¹ BATTLE, C; BARROSO, L.A; PEREZ-ARRIAGA, I.J. “The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America”. Energy Policy, vol. 38, Issue 11, 2010.



Carl Ataraci (Pexels)

Energia fotovoltaica será a líder absoluta de expansão mundial em cinco anos e 800 milhões de medidores inteligentes já estão em uso mundialmente em 2017

ARTIGO

UM NOVO MODELO DE MERCADO: LIVRE E EFICIENTE



Ricardo Lisboa
*é sócio-fundador do
Grupo Delta Energia*

Ao contrário do que se pode esperar, inicio este artigo com perguntas que tratam do futuro do mercado: Qual deve ser o papel do Estado no setor de energia? Qual o melhor desenho de atuação que deveria ser adotado pelas autoridades governamentais? É correto que o Estado garanta a expansão do setor com o consumidor cativo pagando os custos da indexação de contratos por até 30 anos e com isso dificultando a evolução e a necessária expansão do setor? Ou deveríamos deixar o mercado ser livre, para se autorregular, inclusive no que tange à expansão da geração?

O governo brasileiro evidentemente tem razões para se preocupar com a oferta de energia, já que um país sem eletricidade suficiente simplesmente não tem como crescer. O atual modelo do setor elétrico, criado em 2004 e baseado na expansão da geração relacionada a leilões regulados de compra de longo prazo das distribuidoras, funcionou por algum tempo. Entretanto, diversas razões – tais como a complexidade trazida por uma matriz de geração mais diversificada ou o amadurecimento

do consumidor, que exige serviços a cada dia melhores, com custos menores – levaram ao esgotamento do atual modelo, que tem se mostrado ineficiente.

Nos últimos anos, com o aumento da migração de consumidores para o mercado livre, vem se consolidando a tendência de redução do ambiente regulado, comprometendo cada vez mais sua capacidade de suportar a expansão da geração, o que demonstra claramente a necessidade da adoção de mudanças no atual modelo setorial, de modo a não comprometer a necessária expansão da matriz elétrica brasileira.

Principalmente em relação à expansão da geração elétrica para atendimento do crescimento da carga, alguns tímidos passos vêm sendo tomados. O BNDES, por exemplo, já está melhorando o entendimento dos reais riscos do mercado de energia, de maneira a não exigir um *Power Purchase Agreement* (PPA) de 15 anos para liberar um financiamento.

Porém, ainda estamos longe de uma solução adequada e definitiva pois, enquanto o poder concedente continuar intervindo sem um direcionamento claro de perspectivas para o setor, os agentes do mercado não conseguirão perceber a devida segurança regulatória para investir de maneira alternativa ao atual modelo.

Evidentemente, acredito na capacidade do mercado em se autorregular. Desde os primórdios do mercado livre, os agentes do setor provaram sua agilidade e capacidade de solucionar problemas. Cito como exemplo o ano de 2001, no auge do racionamento de energia. Àquela época, os consumidores de energia do País, com exceção daqueles da região Sul, foram obrigados a reduzir em 20% o consumo de eletricidade com base no seu histórico dos 12 meses anteriores à crise, com o objetivo de se enfrentar a carência no fornecimento e passar o período de estiagem e de níveis baixos de água nos reservatórios das hidrelétricas. Como consequência da falta de água para abastecer essas usinas, que eram responsáveis por cerca de 85% do fornecimento, os preços de energia dispararam.

Então, era mais rentável para as indústrias eletrointensivas fechar as fábricas e vender a energia por elas já adquirida, até porque a maioria delas poderia importar os produtos para honrar os compromissos de fornecimento por elas assumidos. Em contrapartida, para outras empresas (como a da área de alimentos, por exemplo) para as quais o custo da energia representava um percentual pequeno em relação ao custo total de seus produtos, a redução no consumo em 20% representava perda de *market share*, quebra de contratos ou mesmo outras consequências mais graves.

Temporariamente, foi criado um determinado “produto” nesse mercado: transacionar direitos de consumo, pelo qual as empresas que não pudessem parar de produzir compravam o direito de consumir energia de outras companhias, dispensadas de racionamento pelo cancelamento da produção ao fecharem suas fábricas, em troca de um ressarcimento pelo uso desse direito.

Foram fascinantes a agilidade, a eficiência e a capacidade de adaptação que o mercado apresentou assim que surgiu um primeiro indício de liberação desse tipo de negociação, mesmo que em consequência de um racionamento. Assim, o mercado, sem intervenção do governo, criou um produto que auxiliou no cumprimento global das metas estipuladas de racionamento e que, conseqüentemente, contribuiu para a recuperação do sistema.

Percebo que o caminho da expansão da geração por meio de contratos de longo prazo acabou trazendo algumas ineficiências e desequilíbrios. O consumidor que não aderiu ao mercado livre agora sofre com a negativa consequência da indexação dos contratos das distribuidoras e, principalmente com o repasse do risco climático que impacta sua tarifa de energia. Para buscar economia, que em alguns casos chega a até 40%, a esmagadora maioria dos consumidores que tem esse direito já busca o mercado livre, que hoje representa 30% do consumo de energia no Brasil.

Não há dúvidas: o consumidor quer se empoderar, quer liberdade de escolha. Vislumbro, assim, um futuro onde

os consumidores residenciais de energia poderão escolher entre produzir sua própria energia ou comprá-la de qualquer fornecedor do mercado livre. Atualmente, já existe a possibilidade de um consumidor residencial ser autossuficiente em energia. Cansado das altas tarifas e das incertezas que existem no mercado cativo, acaba por tomar a iniciativa de instalar uma combinação de painéis solares e banco de baterias – com a perspectiva de evoluir para a conexão de carros elétricos – para deixar de ser dependente do *grid* tradicional de fornecimento de eletricidade.

O consumidor, motivado por razões econômicas, ambientais ou apenas pela vontade de inovar, já tem ferramentas para “escapar” de um fornecedor cativo, sem a necessidade de qualquer alteração regulatória. Nada mais natural, então, que o mercado caminhe para se adaptar e criar produtos para atender os anseios do consumidor. Para dar resposta a essa tendência, de maneira responsável e em um curto espaço de tempo, podemos ampliar significativamente a abrangência e o alcance do mercado livre.

O mercado livre é ágil para se adaptar aos cenários e criar produtos quando estes passam a ser demandados. Após 20 anos de existência, quem neste momento procura, certamente encontra transparência total de preços. Nos primórdios desse mercado, todas as negociações eram feitas ao telefone, sendo que, naquele tempo, não havia mais do que dez empresas que ativamente negociavam energia no mercado livre. Hoje, contamos com mais de 7,5 mil agentes na CCEE. Apesar de a maioria dos agentes ser formada por consumidores, o número de comercializadores e de produtores independentes de energia cresceu exponencialmente. Recentemente, as transações do mercado se assemelham em alguns aspectos às operadas pelo mercado financeiro, onde um comercializador realiza inúmeras operações a cada dia.

Dado o elevado volume de transações, seria muito difícil realizar tais operações com a devida segurança por telefone. Para solucionar tal questão, o mercado demonstrou iniciativa e inovação ao desenvolver um balcão eletrônico,

o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BCCE), no qual os *players* de mercado podem acessar os preços de compra e de venda e realizar operações online para mais de uma dezena de diferentes períodos de fornecimento de energia elétrica. A tendência é que brevemente esse balcão se transforme em uma Bolsa de Energia, assim que conseguir desenvolver mecanismos para fazer uma *clearing* para o mercado.

Com o esperado desenvolvimento, os riscos⁸² ficarão mais claros e deverão ser assumidos principalmente por geradores e comercializadores de energia. Estes *players*, dada a natureza de seus negócios, têm amplo conhecimento dos riscos e são capazes de criar produtos e soluções para oferecer aos demais agentes com o objetivo de equalizar eventuais exposições a riscos. Há alguns anos, via cada vez mais comercializadores investindo decididamente na especialização técnica de seus profissionais, e hoje percebo alguns comercializadores que são maiores do que certos grupos de geração ou de distribuição.

O setor vem tentando se organizar para ser maior, mais transparente e mais competitivo, e os próximos anos, especialmente os de 2019 e 2020, serão de suma importância para a consolidação desses conceitos e tendências.

Uma série de agentes financeiros já participa do mercado de energia no Brasil, e isso tende a se intensificar cada vez mais, com a entrada de um número maior de instituições financeiras, ou mesmo de investidores individuais. A participação desses *players* é parte importante da viabilização de potencial de financiamento da geração elétrica nesse novo modelo, questão essencial para a sustentabilidade do mercado.

Tudo está caminhando para que, finalmente, possamos construir um modelo sustentável, sem artificialismos de preços, com menos subsídios e com mais opções de escolha para os consumidores, ofertando serviços eficientes, competitivos e, acima de tudo, mais econômicos.

⁸² Volatilidade de preços; diferença de preços entre as horas do dia; diferença de preços entre meses e semanas.



Certy Images

A complexidade trazida por uma matriz mais diversificada leva à reflexão de um novo modelo

ARTIGO

O FUTURO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL



Rui Altieri,
*presidente
do Conselho
de Administração
da CCEE*

Ao longo das duas últimas décadas, o mercado de energia elétrica se consolidou no País e se tornou essencial para a expansão do setor. Nem sempre foi assim. Lembro do clima de desconfiança dos agentes no início dos anos 2000. O receio foi sendo desfeito com a superação de desafios, como a primeira liquidação em dezembro de 2002, logo após o racionamento. À medida que se venciam os obstáculos, a CCEE ganhou credibilidade e relevância como operadora do mercado, conquistando importante espaço, acumulando hoje cerca de 30 diferentes atividades ligadas à comercialização de energia. Após quase quatro anos como presidente do Conselho de Administração, vislumbro a CCEE como protagonista nas discussões e debates sobre o setor elétrico, de forma que o mercado se prepare para o futuro que surge.

Vivemos um momento disruptivo em que novas tecnologias ganham escala no mundo e transformarão o setor, o mercado, as concessionárias e os clientes. Medidores inteligentes, geração

distribuída, armazenamento e carros elétricos são algumas das inovações que irão ganhar espaço. No Brasil, as novidades também chegarão. Ainda que não saibamos com qual velocidade, é certo que trarão consigo um novo paradigma.

Um consumidor que chegue à sua residência às oito da noite com metade da carga de seu carro elétrico poderá vender essa carga restante ao sistema para auferir receita e depois configurar sua bateria para ser recarregada de madrugada, quando o preço da energia é mais baixo. Esse novo contexto só será aberto se os elos da cadeia estiverem preparados, se a regulação permitir esses avanços e se o consumidor tiver ferramentas para se apropriar das inovações.

A implementação plena do comercializador varejista é essencial nesse contexto em que o consumidor já apresenta desejo crescente de ganhar liberdade. Pesquisa do Ibope Inteligência encomendada pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) aponta que 69% dos entrevistados querem escolher seu fornecedor de energia e 89% querem gerar sua própria energia em suas residências. A expansão do mercado tem sido estimulada nos últimos anos por empresas com porte e carga menores. A clara separação dos ambientes de atacado e varejo é essencial para deslanchar o crescimento do mercado nos próximos anos. Esta configuração abre espaço, por exemplo, para novas soluções como a agregação das cargas de medição e o reposicionamento das distribuidoras frente a esse modelo.

O futuro também depende do aperfeiçoamento de alguns pontos. O primeiro se refere às garantias das liquidações. Quando o mercado foi pensado, planejava-se um ambiente de negociação de diferenças de contratos entre agentes, que estariam em grande parte contratados. Hoje se negociam mensalmente R\$ 2 bilhões em acordos, ou seja, o mercado deixou de referenciar apenas transações de diferenças e a desconstrução se tornou maior que a prevista inicialmente. Se houver alguma frustração, o efeito sobre o caixa dos agentes poderá ser considerável.

Por ser um ponto de atenção, exige reflexão sobre como estruturar as garantias e evitar eventuais problemas.

O segundo ponto a ser aprimorado é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), referência para contratos de compra e venda de energia no mercado livre. Atualmente, ele é divulgado semanalmente, todas as sextas-feiras. As inovações que chegam ao setor e o maior uso de fontes intermitentes como eólicas e solares irão demandar um sistema com maior aderência entre preço e operação, permitindo que o fato de uma turbina sair de operação ou retornar de forma antecipada ao sistema seja capturado no mecanismo de precificação, tornando-o mais eficiente e preciso. Está prevista ainda a entrada em vigor em 2020 do PLD horário, que poderá criar outras oportunidades de negócios, como resposta à demanda, armazenamento e usinas de bombeamento. Os mercados desenvolvidos já operam sob esses parâmetros, ainda não verificados no Brasil. Será preciso também discutir aperfeiçoamentos da metodologia de cálculo do PLD com base em três premissas: transparência, previsibilidade e reprodutibilidade.

Estabilidade jurídica e regulatória é o terceiro ponto fundamental para o crescimento do mercado. Nos últimos anos, temos visto aumento da judicialização do setor e uma certa adaptação do mercado frente a este cenário. As decisões administrativas têm de ser melhoradas. Será preciso, então, que todos os agentes estejam mais abertos ao diálogo, que o mecanismo de análise de impacto regulatório seja aperfeiçoado e que haja maior previsibilidade. A saída judicial é cara e lenta. O desafio é sermos ainda mais abertos e transparentes para construir o consenso a partir da discussão.

Cabe também aperfeiçoar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que abrange as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. Sem uma resolução estrutural, poderemos assistir novamente, em algum momento dos próximos anos, a um novo imbróglgio envolvendo o *Generation Scaling Factor*

(GSF), cujo impasse chegou a registrar cerca de R\$ 7 bilhões não pagos em 2018. O MRE enfrentou nesses últimos cinco anos uma tempestade que combinou hidrologia baixa e frustração do mercado, contratando muita oferta além da demanda. A mudança das condições climáticas no mundo traz ainda mais preocupações sobre o regime das chuvas nas próximas décadas, o que é outro indicativo da necessidade de aprimoramento do MRE. Da crise surge a oportunidade de mudar.

Também será preciso discutir a revisão da garantia física das usinas e como será alocada essa frustração entre os agentes, tema que tem sido debatido há anos sem solução ainda. É fundamental frisar que todos esses aperfeiçoamentos devem ser tratados e conduzidos de forma colaborativa e transparente a partir de audiências públicas com todos os agentes. Construir soluções com diálogo e debate das ideias é primordial.

Em 20 anos muita coisa mudou no setor. A transformação continuará. É importante que a governança não seja estanque e que se mantenha aberta às mudanças. Será preciso entender essas inovações e construir as melhores maneiras de essas tecnologias serem aplicadas no mercado. Por isso, as instituições do setor elétrico nacional deverão estar atentas a esse cenário e ter condições de dar respostas mais rápidas para que as inovações possam chegar ao mercado brasileiro o quanto antes, para resultar em mais eficiência.

A matriz elétrica se tornará mais complexa de operar, o que exigirá mais tecnologia e mais qualidade. Energia hidráulica e térmica na base serão essenciais. Não poderemos continuar expandindo com usinas a óleo combustível e teremos de ter preços mais competitivos para as térmicas. O plano de desinvestimento da Petrobras na área de gás e as propostas do Gás para Crescer, do governo federal, indicam que estamos em um momento importante para a criação de um mercado competitivo do insumo no Brasil em que diversos agentes possam atuar na comercialização, no carregamento, no transporte e na produção.

Dez anos depois da edição da Lei do Gás, temos apenas dois consumidores livres do insumo.

Somos uma empresa de tecnologia e nossos colaboradores trabalham com inovação, um de nossos valores. Nosso desafio será avançar ainda mais para que estejamos preparados para sermos facilitadores desse novo momento. O mercado deverá se sofisticar ao longo dos próximos anos e assistir ao surgimento de novos produtos e contratos, que deverão aumentar a movimentação e o dinamismo.

Temos buscado que os agentes de mercado participem ativamente das regras e das nossas soluções tecnológicas, para que desse diálogo surja um ambiente de negócios mais vigoroso. Estamos aperfeiçoando o modelo de gestão para orientar os serviços e a atuação da CCEE para o cliente, com vistas a entregar uma plataforma que facilite ao máximo as transações e construa valor para o negócio de quem opera no mercado. Nesse olhar de futuro, algumas de nossas células internas já começam a estudar novas tecnologias como a indústria 4.0, que deverá revolucionar a maneira que as empresas e entidades atuam, com avanço da internet das coisas e a digitalização dos processos.

Em 1999, o mercado nascia tímido: apenas duas empresas aderiram à liberdade de fornecimento. Vinte anos depois, o capital privado se inseriu como parte fundamental da equação de expansão do setor elétrico, o mercado livre se tornou responsável por quase um terço da carga de energia elétrica do País e a CCEE contabiliza mais de 7,5 mil agentes. O momento disruptivo que vivemos deverá trazer desafios e oportunidades. Com diálogo e união de esforços, podemos criar um ambiente de negócios ainda mais transparente, fortalecido e eficiente com novos produtos, contratos e agentes que contribuam para o crescimento do Brasil. O futuro está em nossas mãos.



Kaïque Rocha (Pexels)

A CCEE continuará avançando para facilitar o ambiente de negócios do setor elétrico, para que seus agentes contribuam para o crescimento do País

GLOSSÁRIO

Asmae - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANA – Agência Nacional de Águas

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica

Anexo V – Documento que integra os contratos iniciais assinados entre geradoras e distribuidoras de energia

ANP – Agência Nacional de Petróleo

Autoprodutor – Concessionário ou agente autorizado pela Aneel que gera energia para consumo próprio

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Capacidade instalada – Total da capacidade de geração de todas as turbinas de uma usina

CDE - Fundo setorial que tem como objetivo custear

diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, também denominado de contrato bilateral, celebrado entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, criado em 1997, órgão de assessoramento do Presidente da República

Coex – Comitê Executivo que gerenciava a Asmae

Comae – Conselho do Conselho do MAE criado pela intervenção da Aneel no mercado em 2001

Coner - Conta de Energia de Reserva

CP nº 33 - Consulta Pública número nº 33 lançada em 2017 para discutir aperfeiçoamentos regulatórios

Consumidor Cativo – Consumidor autorizado a comprar energia somente da concessionária que atua na rede a qual está conectado

Consumidor do Grupo A – Conjunto de unidades consumidoras com fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 2,3 kV ou atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição

Consumidor especial – Responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW

Consumidor Livre - Legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia, conforme as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995

Conta-ACR - Destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas das distribuidoras entre fevereiro e dezembro de 2014 em decorrência de exposição involuntária no mercado de curto prazo, além do despacho de usinas termelétricas vinculadas a contratos no ambiente regulado

Despacho – Definição, pelo ONS, da quantidade de energia que uma usina irá gerar em um determinado momento

Energia Armazenada – Energia potencialmente disponível nos reservatórios das hidrelétricas, cujo cálculo considera o volume de água armazenado e a capacidade de geração da usina

Energia Assegurada – É a definição contratual da quantidade de energia que uma determinada usina gera

Energia Nova – Energia produzida por usinas recém construídas, cujos investimentos ainda não foram amortizados

Energia Velha – Energia produzida pelas hidrelétricas estatais cujos investimentos já foram parcialmente ou totalmente amortizados

GCE – Câmara de Gestão da Crise do Setor Elétrico (GCE)

GCOI - Grupo Coordenador para a Operação Interligada

GSF - *Generation Scaling Factor* foi criado para medir o risco hidrológico e permitir o seu compartilhamento entre todos os geradores participantes do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia)

kV ou **KiloVolt** – Unidade de medida de tensão. Um kV representa 1.000 Volts (V)

kW ou **KiloWatt** – Unidade de potência. Um kW representa 1.000 watts

kWh ou **Kilowatt-hora** - Um kWh é uma medida de energia. Se um painel fotovoltaico produzir continuamente um total 1kW por um período de 60 minutos, então você terá produzido um kWh de energia

MWh ou **megawatt-hora** - MWh é uma medida de energia, equivale a 1.000.000 Wh

MWp - medida de potência energética, normalmente

associada com células fotovoltaicas

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia, processo comercial no qual os geradores de energia compartilham os riscos financeiros associados ao despacho centralizado do ONS

MCS D - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit de Energia Nova

MP - Medida Provisória

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Produtor Independente de Energia Elétrica – Agente que recebe concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização, parcial ou integral, por conta e risco do próprio agente

Re-Seb - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, projeto criado entre 1996 e 1998

Revise - Revisão Institucional do Setor Elétrico, programa criado entre 1996 e 1988 para reestruturação do setor

RGR - Conta de Reserva Global de Reversão de energia elétrica a todas as regiões eletricamente interligadas. É formado pelas empresas geradoras do Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte

Sistema Interligado Nacional (SIN) – Instalações responsáveis pelo suprimento

BIBLIOGRAFIA

Periódicos

Foram consultados os acervos da revista da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), Brasil Energia, Veja, além dos jornais Folha de S. Paulo, O Estado de S. Paulo, Valor Econômico, Gazeta Mercantil e do site Canal Energia.

Livros

GOLDEMBERG, José & SIQUEIRA PRADO, Luiz Tadeu. “Reforma e crise do setor elétrico no período FHC”. Artigo in Tempo Social. 2003.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. “Privatização do setor elétrico no Brasil”.

MATSUDO, Eduardo. “A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica”. São Paulo. Tese de Mestrado na Universidade de São Paulo, 2001.

PAIXÃO, Lindolfo. “Memórias Do Projeto Re Seb”. Enron/Massao Ohmo. 2000.

_____. “Fatos e Circunstâncias”. S Guerra. 2006.

PALOCCI FILHO, A.; DANIEL, C. “Programa de Governo 2002 Coligação Lula Presidente”. São Paulo, Comitê Lula Presidente, 2002

TOLMASQUIM, M. T. “Novo modelo do setor elétrico Brasileiro”. Synergia, 2011.

AGRADECIMENTOS

Esse livro só se tornou realidade graças ao apoio, colaboração, empenho e confiança dos articulistas, que dedicaram seu tempo para reviver memórias e registrá-las para esta publicação. A tarefa de reconstituição dos episódios que marcaram a história de 20 anos do mercado de energia elétrica se apoiou em pesquisas em arquivos de periódicos e em documentos, além do depoimento de testemunhas oculares da história que aceitaram compartilhar seu conhecimento e ajudar a elucidar pontos.

Os esforços conjuntos, transformados nesse projeto, foram essenciais para que este livro fosse publicado e possa ser usado como referência pelo setor elétrico. Por isso, registramos aqui nossos agradecimentos a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que a ideia se tornasse realidade concreta ao alcance de nossos olhos.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE



ccee

Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

