

A necessária atualização do modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro

Neste texto procura-se fazer um breve histórico, com alguns comentários, da legislação que definiu o modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro, com foco na sua evolução no que diz respeito à liberdade de escolha dos consumidores e à tentativa de estabelecer a livre concorrência na geração e comercialização, e as razões que indicam ser necessária a atualização do desenho atual, para que o País possa dispor de um setor elétrico mais competitivo e que propicie aos consumidores energia a preços mais baixos, compatíveis com sua matriz elétrica majoritariamente renovável.

Histórico

De início, é oportuno lembrar que foi em 1995, há 24 anos, portanto, que houve o início do processo de evolução do modelo comercial do setor elétrico brasileiro, com fundamento nas disposições da Constituição Federal de 1988. Naquele ano, e nos anos sucessivos, legislou-se em profusão para redefinir o que vinha até então sendo praticado, de investimentos para expansão da geração e da transmissão feitos quase que exclusivamente por empresas estatais verticalizadas. Com efeito, podem-se citar as Leis 8.987 e 9.074, ambas de 1995, a 9.427, de 1996 e a 9.648 em 1998, como as que mais contribuíram para o processo de mudança. Posteriormente, em 2004, sob a égide de um novo governo, houve uma mudança muito mais radical, realizada pela Lei 10.848.

Até então, importa destacar, a Eletrobrás era a protagonista e principal responsável pela geração e transmissão de energia elétrica no País, no qual atuava por intermédio de suas subsidiárias regionais (Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul). A atividade de distribuição, por seu turno, ficava a cargo de empresas estaduais.

O financiamento da expansão da infraestrutura setorial se dava por intermédio de tributos e por empréstimos compulsórios que proviam o pagamento dos investimentos realizados, independentemente de esses terem sido feitos de forma eficiente.

Não havia formalização de contratos. Assegurava-se remuneração garantida a todos os agentes com tarifas equalizadas por todo o país, o chamado serviço pelo custo. Assim, dos consumidores cobravam-se tarifas que se compunham de um valor único, que continha as parcelas de uso dos sistemas, custos de comercialização e o preço da energia, todos agregados.

Não existia a atividade autônoma de comercialização de energia.

O movimento de mudança começou com a Lei 8.987/95, que estabeleceu as diretrizes sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, em consonância com o disposto no art. 175 da Constituição Federal¹, e definiu, entre outras, as cláusulas essenciais dos contratos de concessão; a obrigação do poder concedente de regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação e os deveres das concessionárias e permissionárias.

O demorado interregno entre a promulgação da nova Constituição, a emissão das Leis que nortearam a aplicação de seus conceitos e o efetivo início de investimentos significativos na expansão da infraestrutura de geração e transmissão, a propósito, é apontado por muitos como uma das razões para a crise energética ocorrida anos depois, em 2001.

Muitos autores que analisaram o período apontam que essas iniciativas de gradativa delegação à iniciativa privada de atividades anteriormente prestadas diretamente pelo Estado tinham como pano de fundo a busca pela redução da participação estatal no setor, mormente em atividades que poderiam ser exercidas por agentes privados. A concepção era de que essa diretriz poderia resultar em destinar os recursos financeiros antes dirigidos aos investimentos na construção e operação da infraestrutura setorial – ainda que esses recursos tenham progressivamente se esgotado - para as ações do Estado nas atividades de natureza social, preservando-se a atuação do governo apenas à definição da política energética e ao estabelecimento de políticas de garantia do suprimento e livre acesso a todos às redes de distribuição e transmissão de energia elétrica. Propunha-se assim, a transformação do papel do Estado, que deveria passar a se restringir às funções de planejamento, regulamentação e fiscalização das empresas concessionárias.

Na realidade, era necessário, como hoje é mais nítido ainda, já que a capacidade financeira do Estado brasileiro é sabidamente crítica, que o setor privado fizesse os investimentos.

¹ **CF, Art. 175.** Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

Isso, evidentemente, só acontece se houver perspectiva de retorno, com contratos e regras claras.

Essas mudanças externas motivaram provavelmente o fato mais importante desse período, que foi o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, desenvolvido entre agosto de 1996 e novembro de 1988 por um conjunto de consultores internacionais e de muitos técnicos do setor, que apresentou sugestões ao modelo comercial então vigente.

Como se pode observar do sumário executivo das sugestões do projeto, os principais institutos e características sugeridas foram em sua grande parte incorporados à legislação subsequente, e constituem a espinha dorsal do modelo ainda hoje vigente. Em breve síntese, o RE-SEB propôs:

A desverticalização das atividades no setor elétrico, onde a geração passaria a ser uma atividade competitiva, com preços definidos pelo mercado; a transmissão seria independente, para garantir o livre acesso dos geradores ao mercado e dos consumidores, que poderiam ser livres, às fontes de geração ou aos comercializadores livres, que competiriam pela prestação de seus serviços.

As atividades de transporte de energia na transmissão e distribuição, por serem monopólios naturais, teriam preços administrados pelo poder concedente.

A criação de um Operador Nacional dos Sistemas, que operaria os sistemas de geração e transmissão de forma independente, visando sua otimização e viabilizando o instituto do livre acesso; um Mercado Atacadista de Energia Elétrica, que é o ambiente onde a livre competição deveria condicionar a formação dos preços (sem prejuízo da otimização) e um Regulador Independente atuando como um guardião do modelo, como intérprete da legislação específica, como garantia de estabilidade das regras.

Finalmente a expansão da oferta seria tratada como uma oportunidade de investimento, podendo ficar a cargo dos agentes do mercado.

Com essas concepções, pretendeu-se adotar no Brasil, um modelo que seguia as transformações que se via no exterior, notadamente no Reino Unido, em que se tentaria privilegiar instrumentos típicos de mercado, com maior liberdade e possibilidade de apropriação de resultados.

Retomando o histórico de fatos relevantes para a comercialização, em 1995 foi promulgada a Lei 9.074, que trouxe alterações importantes aos chamados serviços de energia elétrica, entre as quais a contratação das concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água e criou a figura do produtor independente (PIE), a quem foi permitido – por meio de concessão ou autorização - produzir energia elétrica destinada ao comércio, por sua conta e risco, e ao qual ficava assegurado o direito de acesso às redes das distribuidoras e transmissoras.

Ficou ali estabelecida também a possibilidade de venda direta de energia elétrica por esses PIE a uma pequena parcela de grandes consumidores, que passaram assim a ter opção de compra de energia elétrica, antes restrita exclusivamente aos monopólios regionais de distribuição.

A liberdade de escolha dos consumidores

Tais consumidores, cujos requisitos iniciais eram ter carga de, pelo menos, 10.000 kW e serem atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, passaram a poder optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com PIE. No mesmo artigo dessa Lei (art. 15), ficou estabelecido que decorridos três anos, esses consumidores poderiam estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado; depois de cinco anos o limite da carga mínima seria reduzido para 3.000 kW e que decorridos oito anos, ou seja, a partir de 2003, o poder concedente poderia diminuir os limites mínimo de carga e tensão estabelecidos. Isso, contudo, só veio ocorrer, como se sabe, 23 anos depois, com a edição de uma Portaria, a 514/2018, pelo Ministério de Minas e Energia, que timidamente reduziu o limite para acesso irrestrito ao mercado livre para 2.500 kW em julho de 2019 e para 2.000 kW em janeiro de 2020, não ampliando a liberdade de escolha, mas acertadamente reduzindo a reserva de mercado de alguns tipos de empreendimentos, como se verá a seguir.

Para os novos consumidores com carga igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, contudo, a Lei 9.074 assegurou a imediata liberdade de escolha do próprio fornecedor, criando assim, na origem, duas classes de consumidores, diferenciados pela data de início da sua ligação à rede elétrica. Hoje é difícil imaginar o porquê dessa distinção, mas o certo é que deu início a um processo discriminatório sobre

a liberdade de escolha dos consumidores que perdura até hoje. Os consumidores que optaram por contratar livremente parte ou todo o seu consumo passaram a ser conhecidos como consumidores livres (CL).

A questão da liberdade de escolha dos consumidores merece atenção especial. Na sequência da Lei 9.074, em 1998, a Lei 9.648 introduziu na Lei 9.427 outro comando extremamente relevante para a livre comercialização de energia elétrica, posto que determinou que as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) pudessem comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga fosse maior ou igual a 500 kW, ou seja, criou não só o que se convencionou determinar de consumidores especiais (CE)², mas também uma reserva de mercado para as chamadas fontes incentivadas, já que só a elas é permitida a venda de energia a esses consumidores. As reservas de mercado, como se sabe, além de distorcerem o sinal econômico e inibirem a livre concorrência, o que normalmente de reflete em preços elevados, são fáceis de criar, mas difíceis de acabar, como se vê já há duas décadas no setor elétrico.

Esse comando foi sucessivamente alterado, inicialmente pela Lei 10.438/2002, que liberou também às fontes eólica, biomassa ou solar a possibilidade de comercialização com tais consumidores, bem como também incluiu como CE o conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito com carga reunida maior ou igual a 500 kW.

Os subsídios

A Lei 10.762/2003 mudou novamente a redação para incluir dentre os possíveis supridores os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW, mas de outro lado limitou a possibilidade de usinas de fontes solar, eólica, biomassa serem supridoras àquelas com potência instalada até 30.000 kW. Introduziu porém um comando esdrúxulo, jamais revogado, de que o fornecimento podia ser “.. *complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas mas limitado a quarenta e nove por cento da energia média que produzirem...*”. A referência não muito lisonjeira ao comando deve-se ao fato que esse, além de ter uma redação que não é clara (o que são “*empreendimentos de*

² § 5º do art. 26 da Lei 9.427/96: “§ 5º Os aproveitamentos referidos no inciso I poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 1995.”

geração associados às fontes”?) desconsidera a forma como é feita a contabilização e a liquidação na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), na época Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), dos montantes gerados e produzidos no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN). Como se sabe, se um gerador produz mais energia do que vendeu em contrato, vende compulsoriamente o excesso no mercado, e recebe o PLD por essa venda. Se, por outro lado, produz menos do que o contratado, comprará a diferença, também compulsoriamente, ao PLD. Assim o comando que “o fornecimento pode ser complementado” por outros não faz qualquer sentido. Ademais o desconto que o gerador faz jus nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) se dá pela sua garantia física, e não pela sua produção efetiva. Não há dúvida que o comando foi feito antes da edição das regras de comercialização, o que ameniza a contradição, mas não há como justificar sua manutenção nas inúmeras redações seguintes que alteraram esse parágrafo.

Leis sucessivas (11.488/2007; 11.943/2009; MP 579/2012; 12.783/2013; 13.097/2015 e 13.360/2016) introduziram novas modificações na redação, fazendo com que o § 5º do art. 26 da Lei 9.427/96 fosse um dos mais alterados e se tornasse um dos mais confusos do setor elétrico.

O resultado de toda essa sanha legislatória é que hoje, na prática, todos os consumidores com carga maior ou igual a 500 kW podem optar livremente por escolher seu fornecedor de energia, ainda que os que têm carga até 2.500 kW só possam fazê-los dos empreendimentos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts), das PCHs, de Usinas Hidrelétricas (UHEs) com potência igual ou inferior a 50.000 kW, e de usinas de fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts. Em outras palavras, à guiza de incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis, criou-se uma reserva de mercado para tais fontes que hoje se mostra totalmente desnecessária e só serve para inibir a livre concorrência e manter os preços mais elevados do que deveriam.

É muito importante lembrar que em 1999 houve uma tentativa de abrir totalmente o mercado, quando a ANEEL abriu uma audiência Pública - AP 010/99 - com uma minuta de resolução normativa que estabelecia as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres, que acertadamente motivava a iniciativa da proposta com o argumento de imprimir uma maior competitividade no setor de energia elétrica nacional.

No texto, previa-se que a partir de 08 de julho de 2003, os consumidores em cuja unidade consumidora a demanda contratada fosse igual ou maior que 50 kW, atendidos em tensão primária de distribuição, pudessem optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado. A partir de 01 de janeiro de 2005, o comando passaria a valer para todos os consumidores. Essa AP, contudo, não teve êxito, tendo sido instaurada em seu lugar a AP 022/2002, que previa a manutenção do comando que liberava todos os consumidores a partir de 2005. Infelizmente, na conclusão da AP (Resolução ANEEL 665/2002) não houve a manutenção da proposta.

Vê-se que houve um tempo em que a evolução da liberdade de escolha dos consumidores era tratada com a importância devida, ainda que essa ideia não tenha prosperado e tenha ficado adormecida por muitos anos.

Feitas essas considerações, merece destacar que a Lei 9.427/1996 deu sequência ao movimento renovador. Além de criar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), encarregou-a de expedir os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei 9.074. Nessa esteira, determinou que o contrato ou ato autorizativo para produção independente de energia elétrica passava a definir as condições em que o PIE poderia realizar a comercialização de energia elétrica produzida e da que viesse a adquirir para atender aos contratos celebrados.

Seguindo o padrão quase anual de emissão de novas Leis, em 1998 é publicada a Lei 9.648, que introduz no aparato legal, por meio de alteração de dispositivos das Leis 9.074 e 9.427, algumas das premissas mais importantes do projeto RE-SEB, e, portanto, para a livre comercialização de energia elétrica.

Com relação aos consumidores, a Lei 9.648 alterou o art. 15 da Lei 9.074, para dispor que a opção de compra dos CL pudesse ser feita de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema interligado, mas ao mesmo tempo estabeleceu um comando difícil de ser cumprido, qual seja, o de que a migração de consumidor para o ambiente livre não poderia resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de distribuição. A dificuldade de obediência ao comando é que os consumidores optam por não adquirir sua energia da distribuidora, mas os contratos que essa assumiu continuam valendo, sendo necessários procedimentos para sua alteração.

Na Lei 9.427, a Lei 9.648 introduziu outros dispositivos destacados, pois delegou à ANEEL, autorizar a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador, criando, na prática essa nova figura, e também a comercialização pelos autoprodutores (AP) de seus excedentes de energia elétrica. Consignou também que comercializadores e autoprodutores poderiam vender energia aos CL.

Os autoprodutores

Cabe aqui comentar mais uma das muitas peculiaridades que tornam a atuação no setor elétrico mais dificultosa do que poderia ser, por força da existência de comandos legais inúteis. De fato, desde o início estabeleceram-se restrições aos AP, que, se eram estranhas à época, hoje se mostram totalmente descabidas. A primeira é que os AP poderiam comercializar seus excedentes de energia elétrica, desde que, não se sabe por que, de forma “eventual e temporária”, sem que nunca se tenha regulamentado o que vem a ser eventual, tampouco temporário. Na sequência, o Decreto 2.003/1996, estabeleceu diferenciação entre os PIE e os AP, consignando que a energia elétrica produzida pelos primeiros poderia ser comercializada livremente, ao passo que aquela produzida pelos AP era destinada ao seu uso exclusivo, ressalvando-se a permuta com outros AP e a compra, por distribuidora, do excedente da energia produzida, mesmo em local diverso daquele da geração. Já na época ignorou-se que um PIE poderia ter sua própria unidade de consumo, e assim, poderia ser, na verdade, um AP. Na realidade, para sanar essa disparidade, há algum tempo a ANEEL permite aos AP a venda de seus excedentes, o que os equipara aos PIE que têm suas próprias unidades de consumo. Assim hoje, não se justifica a existência dessas duas figuras jurídicas, cujas diferenças são de unicamente de caráter comercial e de livre arbítrio dos proprietários.

A Lei 9.648 também iniciou o processo que se ampliaria nos anos seguintes, de criar subsídios a empreendimentos de geração de fontes renováveis, ao determinar que a ANEEL estipulasse às PCHs percentual mínimo de 50% de redução nas tarifas de uso das redes (TUST e TUSD), com o argumento de incentivar competitividade desses empreendimentos³. Como não estabeleceu nenhum limite para esse incentivo, o subsídio foi estendido também às usinas já em operação, independentemente de algumas já estarem

³ § 1º do art. 26 da Lei 9.427/96: “Para cada aproveitamento de que trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.”

com os investimentos total ou parcialmente amortizados, o que, evidentemente, as dispensaria de receber esse estímulo.

A política de incentivo ao desenvolvimento de fontes renováveis prosseguiu por meio da Lei 10.438/2002, que não só ampliou o benefício aos empreendimentos de fontes eólica, biomassa e de cogeração qualificada, mas também à energia por eles comercializada. A Lei 10.762/2003, por sua vez, incluiu a fonte solar e centrais hidrelétricas com potência inferior a 1.000 kW, mas limitou o benefício, para todas essas fontes, aos empreendimentos cuja potência instalada fosse limitada a 30.000 kW.

Tal como ocorreu no § 5º do mesmo artigo, sucederam-se várias alterações nesse § 1º que também o deixaram extremamente confuso e cujo resultado final, fruto de interesses bastante fortes, resultou na extensão do benefício a usinas com potência de até 300.000 kW, pasme-se.

A livre comercialização

Voltando à Lei 9.648/1998, provavelmente a norma mais importante para o mercado livre, cabe destacar sua enorme contribuição para alavancar o desenvolvimento do mercado de energia elétrica no Brasil, posto que lançou as bases da livre negociação e da implantação das novas instituições setoriais preconizadas pelo RE-SEB.

É essencial lembrar que essa norma determinou que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados devesse ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição e que passava a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, ou seja, criou o mercado livre⁴. Assim, as atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, inclusive a importação e exportação, passaram a ser exercidas em caráter competitivo, assegurado aos agentes econômicos interessados livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mediante o pagamento dos encargos correspondentes.

Para efeito da necessária transição ao novo modelo comercial, determinou-se que a partir de 1999, todos os contratos entre geradores e distribuidoras fossem substituídos por novos contratos, conhecidos como Contratos Iniciais, que tiveram validade integral até 2002. A

⁴ Art. 10 da Lei 9.648/98: "Passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados os seguintes prazos e demais condições de transição"

partir de 2003 foram reduzidos os montantes contratos em 25% por ano, até se extinguirem em 2006.

A lei 9.648/98 também criou o MAE e dispôs que a compra e venda de energia elétrica que não fosse objeto de contrato bilateral fosse realizada a preços determinados conforme regras comerciais estabelecidas com a finalidade de permitir as negociações entre os agentes.

Também determinou que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, antes feitas pelo Grupo Coordenador da Operação do Sistema (GCOI), passassem a ser executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mantendo-se a forma centralizada e com o objetivo de minimizar os custos operativos totais, composto dos custos operativos das usinas térmicas e do custo de eventual racionamento. Dessa forma, o Operador determina a produção de cada usina em cada período de apuração (MWh), cujo resultado permite calcular o custo marginal de operação do sistema (CMO), expresso em R\$/MWh.

Assim, a partir da publicação dessa Lei, a expansão do parque gerador passou a ocorrer por intermédio da celebração de contratos bilaterais de compra e venda de energia entre as distribuidoras ou os CL com as empresas geradoras, nos quais as partes passavam a negociar a quantidade (MWh), o prazo e o preço (R\$/MWh) da energia. Foi exigido que a energia (MWh) e a potência (MW) contratadas tivessem um respaldo físico de geração, na forma de energia assegurada (usinas hidroelétricas) ou de capacidade de geração contínua (usinas térmicas). A ideia, possivelmente era incentivar a construção de novas usinas, e assim evitar contratos meramente especulativos. Assim, os contratos bilaterais passaram a ser o instrumento preferencial para expansão da oferta.

As diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os contratados em cada período de apuração passaram a ser compensadas por compras ou vendas no MAE (hoje CCEE), ou seja, as diferenças passaram a ser liquidadas no mercado de curto prazo do MAE, ao preço do MAE⁵ (PLD, em R\$/MWh).

⁵ O preço MAE, como se sabe, é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

A determinação do PLD, por seu turno, varia ao longo do tempo, para intervalos previamente definidos - hoje é semanal e por patamar de carga -, e por área do mercado (submercado), refletindo as condições de atendimento a curto prazo do sistema.

Nessa esteira, estabeleceu-se um acordo do mercado, que contemplou vários aspectos, mas em especial i) a obrigação para que a venda e compra de toda a disponibilidade e necessidades de energia fosse feita através do MAE; a criação das regras para a comercialização de energia elétrica e das subseqüentes contabilização e liquidação centralizadas, incluindo o tratamento das perdas; o registro dos contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica; a execução ou contratação dos serviços de contabilização e liquidação das operações realizadas no âmbito do MAE; os requisitos de garantia financeira relacionada com os montantes comercializados no MAE, não cobertos pelos contratos bilaterais registrados e as regras para tratamento e divisão dos riscos hidrológicos.

Também foi previsto que as regras do MAE deveriam estabelecer o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), do qual participariam as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos.

Na seqüência dessas disposições legais, o poder concedente passou a editar os decretos regulamentares e a ANEEL começou a atuar, no final de 1997.

Mais subsídios

Em 2002, a Lei 10.438 dá um grande impulso à progressiva elevação dos preços da energia elétrica que se observou a partir de então, estabelecendo subsídios e novas despesas, cujo custeio foi atribuído a todos os consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), com a alegação de estimular o desenvolvimento energético e a competitividade da energia produzida por determinadas fontes. A propósito, essa norma exemplifica bem o procedimento usual de governos e do legislativo de colocar na conta dos consumidores toda a sorte de custos estranhos a esses, sempre para beneficiar segmentos com grande poder de influência, pois, sem pejo, determinou que parte das despesas com a compra de energia no âmbito do MAE, realizadas pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração e de distribuição até dezembro de 2002, decorrentes da redução da geração de energia elétrica nas usinas participantes

do MRE e consideradas nos denominados contratos iniciais e equivalentes, fosse repassada aos consumidores.

Nessa esteira, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por PCHs e empreendimentos de fontes eólica e biomassa, o que efetivamente se concretizou e se mostrou essencial ao desenvolvimento das duas últimas a partir de então, embora a preços bastante elevados.

Também introduz a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tinha previsão de duração de 25 anos, prazo que foi depois eliminado, com o alegado propósito de estimular o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida pelas mesmas fontes beneficiadas pelo Proinfa e ainda do gás natural e carvão mineral nacional, e também para promover a universalização do serviço de energia elétrica. A CDE também incorporou a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), e, como hoje é sabido, tornou-se um sorvedouro crescente de dinheiro para os consumidores, uma vez que a essa conta foram progressivamente debitadas grande parte das ineficiências do setor. Um péssimo exemplo dessa prática foi a publicação da Lei 12.111/2009, que escandalosamente aprofundou ainda mais o nível de gastos da CCC, que passou a reembolsar o montante correspondente à diferença entre o custo de geração da energia elétrica das distribuidoras destinada ao atendimento dos denominados “Sistemas Isolados”, incluídos aí todos os custos associados à prestação do serviço de energia elétrica nessas regiões, e o preço médio da energia elétrica comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN. Em outras palavras essa diretriz imputou a todos os consumidores nacionais o custo integral – com todas as suas ineficiências - das distribuidoras estatais que atendiam tais regiões. Até a malfadada MP 579, de 2012, depois convertida na Lei 12.783/2013, certamente um dos atos perpetrados pelo poder executivo mais contestado de todos os tempos, contribui para incrementar os custos aos consumidores via essa conta. Seu crescimento tornou-se tão alarmante que finalmente reconheceu-se que algo deveria ser feito, e por intermédio da Lei 13.360/2016 foi determinado que o poder concedente devesse apresentar, até 31 de dezembro de 2017, plano de redução estrutural das despesas dessa conta, na tentativa de conter o ataque aos bolsos dos consumidores. Não se pode aferir, por enquanto, se essa iniciativa teve o êxito saneador pretendido.

O ápice do intervencionismo estatal

Após um período de estagnação, a sequência de alterações legislativas prosseguiu com grande vigor em 2004, dessa feita com uma mudança radical, por meio da Lei 10.848, na esteira das diretrizes do novo governo, que propunham maior intervenção do Estado nas atividades econômicas. Dentro dessa concepção, criaram-se dois ambientes de comercialização distintos - livre e regulado - e a energia foi rotulada de acordo com a idade de instalação das unidades geradoras - energia nova e existente. Também deu uma força extraordinária ao papel do Estado, a quem passou a caber a contratação da quantidade de energia elétrica para atendimento às necessidades do mercado nacional e que seria concretizada por meio de contratos feitos entre as geradoras e as distribuidoras de energia elétrica do SIN, originados de leilões regulados desenhados e promovidos pelo governo. Nessa linha, passou a competir ao Estado até a indicação de empreendimentos que deveriam ter prioridade de licitação e implantação. Essa Lei e o Decreto que a regulamentou 5.163/2004, também detalharam minuciosamente as relações comerciais que passavam a vigorar, engessaram completamente a contratação das distribuidoras, estabeleceram os tipos de leilões e anos de antecedência de sua realização em relação ao início do fornecimento. Também se previu a contratação de reserva de capacidade (energia de reserva), que veio a ter um papel muito importante, com efeitos inclusive sobre o MRE.

Esse modelo comercial está cristalizado no País e seguramente é a razão principal das elevadíssimas tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores brasileiros conhecidos como “cativos”, que além de incompatíveis com nossa matriz elétrica preponderantemente renovável, cujos custos de geração em nível nacional e internacional vêm sendo decrescentes, são bastante superiores aos preços praticados no nosso próprio mercado livre. Com efeito, desde que a livre comercialização passou a ser praticada no Brasil, com a assinatura de contrato do primeiro consumidor livre em 1999⁶, os consumidores que optaram por adquirir livremente sua energia elétrica obtiveram ganhos significativos. Entre 2003 e 2018, a diferença entre o preço médio praticado no mercado livre e a tarifa média de energia no Brasil, incluídas as bandeiras tarifárias, foi de 29%, o

⁶ Contrato de compra e venda entre um gerador, a Companhia Paranaense de Energia (Copel), representada pela comercializadora TRADENER, e um consumidor livre, a Carbocloro Indústrias Químicas S.A., indústria de São Paulo.

que representou uma economia acumulada de mais de R\$ 118 bilhões em favor dos CL e CE⁷.

O cenário atual

Hoje, o cenário é desolador, com vários problemas que se acumulam. Anos de intervencionismo estatal exacerbado acostumaram os agentes do setor a práticas pouco condizentes com um mercado livre, com pouco estímulo à competição e alocação permanente de custos e riscos aos consumidores. Aspectos como a competitividade, a inovação e o novo ciclo tecnológico da energia, que já é uma realidade em muitos países, são aqui subsidiários. A consequência de tudo isto é o aumento do preço da eletricidade para a indústria, os serviços e o consumidor final. De um lado, custos indevidos estão alocados nos consumidores, como bem o exemplifica o risco hidrológico. A desastrada MP 579, ao promover a cotização da energia imputou aos consumidores das distribuidoras um risco que esses não podem e não tem condições de gerenciar, muito menos arcar com seus custos, que são permanentes e sempre elevados.

A renovação das concessões de geração e transmissão da maneira com que foi feita, e a consequente cotização da energia, afetaram severamente as empresas detentoras dos ativos de geração, que passaram a não poder negociar sua energia, tendo que entregá-la a preços estabelecidos pelo regulador, com graves prejuízos a sua saúde financeira, não sendo segredo que o grupo Eletrobrás passou por situação muito alarmante. Alguns dizem, com uma pitada de maldade, que nem um liberal extremado conseguiria fazer um plano tão eficaz para prejudicar empresas estatais quanto essa manobra feita por um governo alegadamente de esquerda. Seja qual fosse o propósito, a medida alocou aos consumidores cativos um enorme custo, na forma da assim denominada “Conta ACR”, a qual, segundo estimativas da ANEEL, alcançou o montante financeiro equivalente a um ano de despesas com as distribuidoras de energia do País. Também foi mais passo na direção de um estado de permanente judicialização, que afeta a todos desde então, em especial as liquidações das transações comerciais registradas na CCEE.

No que diz respeito aos subsídios tarifários, esses são sabidamente exagerados, oneram os custos da energia elétrica de todos os consumidores, e alguns beneficiam, inclusive, outros setores da economia, que nada tem a ver com o setor de energia. A eliminação

⁷ Cálculo feito pela Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel).

desses subsídios e de encargos setoriais, embora combatida por muitos grupos que detêm forte poder de pressão, mostra que propostas para sua racionalização são urgentes. Não se pode esquecer que os consumidores industriais, outrora a vanguarda do desenvolvimento nacional, mas hoje não tão pujantes e que passam por graves problemas, subsidiam os descontos tarifários concedidos aos produtores rurais, irrigantes e aquicultores, os quais têm apresentado resultados econômicos muito melhores. Na mesma linha, o segmento de fornecimento de água, esgoto e saneamento, que deveria incorporar em seus próprios preços todos os seus custos, é em parte custado pelos consumidores de energia elétrica. Dentro do próprio setor elétrico subsidiam-se velhas fontes poluidoras, como o carvão, e também as energias novas renováveis, como as fontes eólica, solar e de biomassa, que já são competitivas no mercado e poderiam dispensar o tratamento preferencial que recebem. Os dispêndios e problemas com a CCC nos sistemas isolados já foram mencionados e são bastante conhecidos, não se vislumbrando solução para resolve-los no curto prazo.

Propostas para atualização do modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro

Em consequência dessa situação, no mínimo bastante preocupante, estudos recentes desenvolvidos, principalmente os que serviram para subsidiar propostas à Consulta Pública 33/2017, promovida pelo Ministério de Minas e Energia, identificaram várias medidas modernizadoras que indicam a necessidade de reforma do marco regulatório e comercial do setor elétrico brasileiro.

As soluções que já são consensuais sobre bom funcionamento da indústria de eletricidade e tem dado certo em outros mercados apontam para a sinalização econômica adequada, a liberdade de escolha aos consumidores e a criação de modelos de negócios que favoreçam a geração distribuída e as energias novas e renováveis.

Com esse entendimento, as razões para aprovar a liberalização do mercado de energia elétrica e as mudanças no modelo comercial do setor têm sido objeto de discussão em vários fóruns, e são bastante evidentes.

O direito de escolha do consumidor

Assegurar a possibilidade de que mais de 80 milhões de consumidores brasileiros possam optar livremente por seu fornecedor de energia é mais do que a busca pela afirmação de

um conceito simples de cidadania, em que cada pessoa ou empresa deveria ter o direito de escolher um produto que é disponibilizado por centenas de diferentes fornecedores.

Ela é exatamente a acepção do que representa a vantagem da competição para os consumidores, que passam a ter várias opções para compra, ao invés de um único fornecedor que oferece tarifas determinadas por um regulador federal. É importante compreender que as tarifas de energia incorporam custos que não estão presentes nos preços livremente negociados, fazendo com que essas progressivamente percam competitividade. Se por um lado a compra de contratos de longo prazo via leilões regulados, tal como é a prática hoje vigente no Brasil, estimula a financiabilidade da expansão da geração, por outro lado a indexação dos preços da energia por até 30 anos a índices inflacionários traz custos adicionais indesejados, que não permitem refletir o custo marginal de expansão, tampouco possibilitam que eventuais ganhos de eficiência ou reduções de preço - como vem ocorrendo, por exemplo, com a energia originada das fontes eólica e a solar – sejam compartilhadas com os consumidores. Não são poucos os contratos antigos que são mais caros que os novos.

A possibilidade de todos poderem optar pelo seu fornecedor de energia elétrica não é simplesmente uma concepção teórica, mas antes um mecanismo de promoção de eficiência e incentivo à criação de novos produtos e serviços. A livre escolha incentiva a competição entre os fornecedores e a oferta de produtos diversificados aos consumidores, adequados às necessidades particulares de cada um. Não por acaso, atualmente 80% do consumo industrial do SIN está no mercado livre. Isso ocorre porque é mais barato, a competição e a eficiência na gestão de riscos proporcionam a redução do custo da energia para o consumidor. Observe-se que atualmente apenas grandes indústrias e comércio podem acessar o mercado livre. Mais de seis milhões de médias e pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e agronegócios no Brasil ainda não têm o direito de ir para o mercado livre de energia. Ademais, a transparência de preços incentiva o consumo em momentos de maior oferta e sinaliza a escassez, proporcionando eficiência no uso da eletricidade.

Não se trata de medida de natureza compulsória, mas que oferece aos consumidores o direito de escolha do seu próprio fornecedor de energia, em linha com os anseios da população, que claramente já expressou sua vontade, e do que já existe em outros serviços

oferecidos em base concorrencial à população como telefonia – fixa e móvel -, internet e TV a cabo.

Sabe-se que é possível e necessário fazer a abertura total do mercado de energia elétrica até 2024, considerando o natural decaimento dos contratos das distribuidoras, mesmo considerando um crescimento mínimo do mercado de consumo nos próximos anos (se acontecer um crescimento mais acelerado do mercado, a abertura pode ser até acelerada).

Com a abertura do mercado, o consumidor continuará pagando pela infraestrutura de rede e de serviços da distribuidora local e pelo transporte da energia que vier a adquirir, mas estará livre para escolher comprar sua energia de quem lhe ofereça as melhores condições. Poderá exercer a opção por utilizar exclusivamente energia limpa, pois poderá escolher comprar energia exclusivamente de fontes renováveis, como eólica, solar, biomassa, resíduos sólidos e hidrelétricas de pequeno e grande porte.

O estímulo à geração distribuída

Como se sabe, o mundo vem passando por uma revolução tecnológica na produção e comercialização de energia elétrica, reputada por muitos como disruptiva, para usar um termo muito em voga. A possibilidade de geração de energia limpa, em especial solar, junto aos pontos de consumo e em pequena escala, associada à transformação digital, o desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento e o uso de redes inteligentes permitem que o consumidor possa gerar energia elétrica ou, no mínimo, ter uma participação ativa na gestão do seu consumo. Essas são mudanças que já vêm ocorrendo em diversos países do mundo, e que agora começam a acontecer com maior intensidade também no Brasil.

Não obstante, para que os benefícios desses avanços possam ser mais bem explorados, é preciso eliminar as barreiras que ainda impedem a expansão mais acelerada da geração distribuída. Todavia, para que isso ocorra, é preciso que a regulação infra legal evolua para sanar os focos de desentendimento. As distribuidoras têm suas restrições, que envolvem o não pagamento do uso da rede pela geração distribuída. Essas, por seu turno, gostariam de poder comercializar livremente a energia gerada que ultrapassa o seu consumo próprio, sem perder, contudo, os benefícios do “net metering”. A discussão ultrapassa as fronteiras do setor e alcança as fazendas estaduais, que costumam ser ávidas por qualquer arrecadação adicional. A pacificação do entendimento, contudo, é

necessária e pode ser construída, se todos entenderem que o movimento pode se constituir em ganhos para todos e que é possível atender às reivindicações de cada segmento. Com efeito, não haveria problema de preservar a sistemática atual, em que o consumidor-gerador (prosumidor, alguns chamam) continua a ter uma relação de troca com a distribuidora, se assim for o desejo de ambos, mas com a possibilidade de exportar eventuais excedentes - se decidir investir na própria capacidade para tanto – pagando à distribuidora pelo uso da rede e à fazenda estadual os impostos estabelecidos pela venda de energia. A construção desse futuro seria um estímulo importante à geração distribuída, e possibilitaria que consumidores investissem recursos próprios na expansão da geração nacional, e passassem a produzir, utilizar e comercializar a própria energia gerada em suas residências ou negócios, sem ônus para os cofres públicos, mas com resultados evidentes de remuneração dos proprietários das redes, geração de riquezas e conseqüentemente de impostos ao erário.

A separação das atividades de distribuição e comercialização

É evidente a urgência da mudança no desenho das atividades das distribuidoras, de sorte a separar completamente aquelas concernentes ao sistema físico de distribuição, monopólio natural cuja remuneração é determinada pelo regulador, das de compra e venda de energia, que podem e devem ser exercidas em regime de livre competição.

Expansão da capacidade de geração com base no mercado livre. Separação da energia e do lastro como mecanismo de expansão.

Até poucos anos, a expansão do sistema vinha sendo atendida por leilões regulados, feitos para atender às necessidades declaradas pelas distribuidoras para atender seus mercados. Parte da venda dos empreendimentos vencedores dos certames tinha assim a remuneração assegurada, por contratos entre 20 e 30 anos de duração, e outra parcela, geralmente menor, de até 30%, era destinada ao mercado livre. Como o consumo desse último era historicamente da ordem de 25% do mercado total, havia o atendimento aos dois ambientes. Todavia, quem determinava as quantidades, as fontes de geração e os preços máximos era o governo. Os consumidores pagavam e continuam pagando a conta dos erros do governo, o que, aliás, não se aplica somente ao setor elétrico, como todos sabemos.

Mais recentemente, contudo, o mercado livre cresceu para o patamar de 30% do total e houve um natural recrudescimento da demanda das distribuidoras, em razão da quase

estagnação econômica do País. O mercado livre, todavia, passou a financiar sua própria expansão, como o demonstram os números da ANEEL, que mostram que mais de 20% dos empreendimentos em construção são de destinação iniciativa exclusiva do mercado livre, isso sem falar na parte que continua a ser alocada a ele, nas usinas negociadas em leilões regulados.

O que vem sendo estudado, hoje, é separar a contratação que sempre foi feito de forma conjunta, da energia (produção física das usinas, que é consumida por todos), e da capacidade do sistema (bem comum que garante a segurança do abastecimento de energia). Discute-se hoje que a contratação conjunta de energia e capacidade eleva custos para o consumidor, pois dificulta a gestão dos riscos de produtos diferentes.

Considera-se que a expansão pode ser mais bem viabilizada por meio da separação dessa contratação, com a de capacidade sendo feita de forma centralizada, como mecanismo de adequação do suprimento e a comercialização em separado dos contratos de energia, o que favorece a financiabilidade dos projetos e incentiva a revelação de preferências individuais dos agentes quanto à mitigação de riscos de mercado, trazendo sustentabilidade para expansão do ambiente de livre contratação.

Assim, propõe-se a separação da contratação da capacidade do sistema (a segurança futura), que seria feita em leilões promovidos pelo governo, e que seria paga por todos os consumidores por meio de encargo estabelecido com tal finalidade. A energia, por seu turno, seria paga diretamente pelos consumidores aos vendedores, ainda que a venda possa continuar a ocorrer em leilões, realizados de forma similar aos atuais. As diferentes fontes de geração teriam suas características físicas e ambientais valorizadas e receberiam por isso na contratação da capacidade.

Espera-se, como benefício, menores custos globais com a redução da indexação da economia; segurança do sistema, pois a contratação centralizada de capacidade garantiria a disponibilidade de energia para todos no futuro; transparência, que permitiria ao consumidor identificar a origem dos seus custos; comercialização de energia efetivamente produzida, e não de um selo artificialmente estabelecidos; cria mecanismos competitivos para a expansão e comercialização de energia; estimula a atração de novas alternativas de financiamento e garante remuneração atrativa aos geradores.

Formação de preços

Temos no Brasil preços da energia elétrica definidos por modelos matemáticos, de forma centralizada, em periodicidade semanal, com base nos custos das usinas, que não refletem apropriadamente as condições de mercado, tampouco a operação do sistema.

Em breve está previsto que os preços passarão a ser definidos a cada hora, o que deverá dar o estímulo que permitirá aos geradores e consumidores produzir e utilizar a energia nos horários mais convenientes para tanto, reduzindo assim o custo global da energia elétrica.

Entende-se que os preços podem ser definidos pela oferta disponível de geração e pela demanda dos consumidores, com mais realismo, refletindo a situação energética do País em cada momento, ou seja, a quantidade de chuva, o volume de água disponível nos reservatórios, o consumo a ser atendido, etc. e os preços sendo definidos de forma clara para o consumidor e sem interferência política.

Conclusão

Os problemas vividos no setor elétrico nos últimos anos exigem que se definam outros rumos. A necessidade de mudanças - e sua urgência - está baseada na constatação de que o atual modelo comercial da energia elétrica faliu. De fato, independentemente de preferências por esse ou aquele desenho, o nosso modelo parece não se mostrar capaz de resolver a crescente elevação dos preços pagos pelos consumidores, a despeito do imenso e diversificado potencial energético brasileiro.

Essa constatação ecoa discussões havidas no World Economic Forum (Davos), que nas edições de 2015 e 2017, no tópico referente ao futuro da eletricidade, deram ênfase clara às energias renováveis, à abertura dos mercados e à participação ativa dos consumidores, como elementos indutores de ganhos para a sociedade.

Nos sumários desses eventos, ficou consignado que caberia aos governos dar segurança ao ambiente de investimentos, garantir a estabilidade de regras e ampliar a participação da sociedade nas decisões, com destaque, ainda, ao papel dos reguladores nacionais e transnacionais, aos quais caberia emitir clara e efetiva sinalização para o preço da eletricidade e emissão de carbono, promover a remuneração adequada da eficiência, confiabilidade e flexibilidade das fontes e remoção de barreiras regulatórias desnecessárias, de forma a promover a competição.

