

OS DESAFIOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Rafael Kelman e Jerson Kelman

Na virada dos séculos XVIII para o XIX, e até a época da independência do Brasil, ocorreram grandes descobertas científicas, particularmente em temas que posteriormente permitiram desenvolvimentos tecnológicos no campo da eletricidade. Alguns exemplos: Luigi Galvani mostrou que as células nervosas enviam sinais aos músculos por meio da eletricidade (1791); Alessandro Volta inventou a pilha, alternando camadas de zinco e cobre (1800); Hans Christian Ørsted e André-Marie Ampère formularam a teoria do eletromagnetismo (1820); Michael Faraday inventou o motor elétrico (1821); e Georg Ohm criou a metodologia para a análise matemática dos circuitos elétricos (1827). Finalmente, James Clerk Maxwell demonstrou que as forças elétricas e magnéticas têm a mesma natureza, unificando a lei de Ampère (por ele próprio modificada), a lei de Gauss, e a lei da indução de Faraday (1861).

No final do século XIX, a dimensão tecnológica da eletricidade se consolidou graças ao trabalho de notáveis inventores. Seus nomes são associados a produtos que propiciaram um salto espetacular na qualidade de vida de grande parte da humanidade: Nikola Tesla, Thomas Edison, George Westinghouse, Ernst Werner von Siemens, Alexander Graham Bell e Lord Kelvin. A partir de então, e ao longo do século XX, a eletricidade se tornou essencial à vida moderna, convertendo-se na principal força motriz para a “segunda” revolução industrial¹.

O Brasil foi um dos primeiros países a experimentar os efeitos dessa revolução. Em 1883, entrou em operação a primeira usina hidroelétrica do país e a primeira linha de transmissão, com dois quilômetros de extensão, na cidade de Diamantina. No mesmo ano, Dom Pedro II inaugurou, na cidade de Campos, o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul. Em 1899, a Light construiu a Usina Hidroelétrica Parnaíba, no Rio Tietê. Em 1908, a Light inaugurou a Usina de Fontes, no município de Piraí, com 24 MW, potência muitas vezes superior às necessidades do Rio de Janeiro de então, mas que hoje é suficiente apenas para abastecer o bairro do Leme. Os equipamentos importados eram transportados por trem do Rio de Janeiro a Piraí e de lá seguiam em carro de boi até Ribeirão das Lajes. A usina Ilha dos Pombos, no Rio Paraíba do Sul, hoje ainda funcionando, entrou em operação em 1924. Cerca de um século após a Independência, o Brasil já dominava plenamente a tecnologia de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Mesmo com esse domínio, o Brasil enfrentou entre 1951 e 1956 sua primeira crise de energia, provocada tanto pelas baixas afluências dos rios como pela maior expansão industrial e urbanização das metrópoles São Paulo e Rio de Janeiro. O Governo JK, além de criar o Ministério das Minas e Energia, lançou um Plano de

¹ Para diferenciar da “primeira” revolução, do início do século XVIII, que multiplicou a produção industrial com o emprego em larga escala das máquinas a vapor.

Metas, mais conhecido como “cinquenta anos em cinco”, com investimentos em infraestrutura e priorizando a energia elétrica.

Ao longo das décadas seguintes, o país projetou e construiu um sofisticado sistema de geração de energia elétrica baseado fortemente no seu potencial hidroelétrico. Inicialmente empresas privadas - como a Light - fizeram grandes investimentos em geração e distribuição. Posteriormente, as empresas federais (grupo Eletrobrás) investiram tanto em estruturas de geração quanto de transmissão, que vieram a constituir o Sistema Interligado Nacional (SIN). Simultaneamente as empresas estaduais (Copel, Cemig, CESP,...) passaram a atuar nos três segmentos (geração, transmissão e distribuição), em suas respectivas áreas de concessão.

Como nos demais países, a disponibilidade de energia elétrica foi fator essencial para o processo de industrialização. Nos anos 60 e 70 do século XX, foram desenvolvidos os inventários das principais bacias hidrográficas para identificar os melhores locais para construção de usinas hidroelétricas, com destaque para o Projeto CANAMBRA, um consórcio formado por técnicos brasileiros, canadenses e americanos que desenvolveu, nos anos 1960, um inventário do potencial hidrelétrico da região centro-sul, que serviu de referência para o desenvolvimento dos grandes projetos hidrelétricos das décadas seguintes. A transferência da concessão dos serviços de energia elétrica para os estados, aliada a não coincidência da delimitação geopolítica das áreas de concessão com as bacias hidrográficas, fez com que usinas fossem construídas e operadas por diferentes empresas em uma mesma bacia hidrográfica. O rio Grande, na divisa dos estados de Minas Gerais e São Paulo, por exemplo, possui projetos de empresas estatais (CEMIG e CESP) e federal (FURNAS). Esta situação induziu a centralização das decisões operativas – para garantir a coordenação entre usinas de montante e de jusante - por meio do Grupo de Coordenação da Operação Integrada (GCOI), liderado pela Eletrobrás.

Nos anos 80, a inflação disparou. Para tentar controlar a situação, o Governo passou a fixar tarifas de energia elétrica inferiores aos correspondentes custos de produção. Como resultado, colheu a descapitalização das empresas do setor elétrico e um cipal de dívidas cruzadas entre elas².

Nos anos 90, o Governo privatizou algumas empresas governamentais atuantes na área de infraestrutura, com o duplo propósito: “fazer caixa” para enfrentar as dificuldades financeiras da época e focar os investimentos públicos em áreas básicas de ação governamental, por exemplo, saúde e educação. Para que a privatização fosse bem sucedida, fazia-se necessário criar um ambiente favorável aos negócios, pautado principalmente pelo respeito aos contratos de prestação de serviço público nas áreas de telecomunicações, transporte e energia. As agências reguladoras de serviço público foram criadas nesse contexto, com o propósito de buscar o equilíbrio, ao longo das décadas de vigência de um típico contrato de concessão, entre os interesses dos investidores (lucro) e dos consumidores (qualidade de serviço e tarifas mínimas).

² Para se alcançar uma tarifa uniforme em todo o país, como determinava a legislação da época, as empresas “superavitárias” eram obrigadas a ajudar as “deficitárias”.

A privatização do setor elétrico foi iniciada pela distribuição³. Faz sentido porque é o segmento de distribuição que arrecada para si próprio e para os demais segmentos (geração e transmissão). Mas o racionamento de energia ocorrido em 2001 diminuiu o ritmo do processo e a maior parte das usinas e linhas de transmissão de alta tensão pertencentes a empresas públicas, ao final, não mudaram de mãos. Porém, as novas usinas e linhas têm sido construídas tanto por empresas públicas quanto privadas. Como consequência, o setor elétrico é hoje um espaço bastante diversificado, onde atuam empresas de diferentes escalas e nacionalidades.

A pouco mais de dez anos do Bicentenário da Independência, o ambiente de negócios está em fase de consolidação. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já funciona de forma estável há doze anos e tanto as empresas públicas quanto as privadas atuam nos três segmentos da cadeia produtiva, bem como na de comercialização. O provável é que este modelo híbrido - empresas estatais e privadas atuando em ambiente regulado - seja mantido nas próximas décadas.

O consumo de energia elétrica no Brasil já supera o da Itália e do Reino Unido, com a demanda média e máxima, respectivamente, da ordem de 55 e 71 GW. A nossa capacidade instalada em 2010 é de 113 GW, sendo que 68% correspondem a usinas hidroelétricas e 11% a usinas eólicas ou de biomassa. Ou seja, quase 80% da potência instalada no Brasil provêm de usinas que utilizam fontes renováveis (água, vento e bagaço de cana). Para tomar partido da diversidade hidrológica entre as diferentes regiões de um país com dimensão continental, uma rede de alta tensão (igual ou superior a 230 kV) foi construída ao longo das décadas⁴ para transportar energia das regiões circunstancialmente superavitárias para as deficitárias.

A necessidade de investimentos no setor é impressionante: de 2010 a 2022 estimamos que serão necessários cerca de R\$ 380 bilhões (R\$ 240 bilhões para projetos de geração, R\$ 50 bilhões para projetos de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e R\$ 90 bilhões para ampliação e renovação das redes de distribuição).

O mercado de energia elétrica deverá crescer mais de 70% no período, para um crescimento populacional esperado de apenas 8%, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 – Evolução dos principais indicadores para o período 2010-2022⁵

	2010	2022	Varição
População	194 milhões	210 milhões	+8%
PIB (R\$ [2008])	R\$ 3,2 trilhões	R\$ 5,1 trilhões	+59%
PIB per capita	R\$ 16,5 mil	R\$ 24,3 mil	+46%
Consumo anual*	455 TWh	807 TWh	+77%
Demanda máxima	71 GW	122 GW	+72%

* Consumo anual de energia elétrica incluindo autoprodução.

³ Hoje a maior parte das distribuidoras de energia elétrica pertence a grupos privados.

⁴ Em 2010 a rede de transmissão tem cerca de 100 mil Km.

⁵ A tabela foi elaborada a partir de dados do Plano Decenal de Energia 2019 (EPE (2010)), adotando-se a mesma taxa de crescimento para o período 2019-2022.

O grau de regulação é ainda objeto de debates. Atualmente é forte a presença do Estado em todas as atividades do setor, mesmo quando elas são executadas por empresas privadas. A construção de novas usinas e linhas de transmissão depende dos estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob supervisão do Ministério de Minas e Energia (MME); da aprovação do estudo de viabilidade pela ANEEL; do licenciamento ambiental do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA); da aprovação do uso múltiplo dos recursos hídricos pela Agência Nacional de Águas (ANA); do financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES); e da aprovação do edital pelo Tribunal de Contas da União (TCU).

O despacho das usinas⁶ é feito centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com base num modelo global de otimização dos recursos e não nas decisões dos proprietários das usinas. Mas, às vezes, o despacho é feito com base não apenas nos procedimentos e resultados desse modelo, mas também levando em consideração as deliberações *ad hoc* do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)⁷ focadas na segurança de suprimento. Esse despacho influencia o preço da energia no mercado de curto prazo, administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que por sua vez resulta em alterações tarifárias, calculadas pela ANEEL, que impactam os consumidores finais.

Para muitos, o forte componente hídrico em nossa matriz energética justifica em larga medida esse intrincado arranjo regulatório e institucional. Prova disso seria a tentativa de tornar o setor menos “chapa branca” como no final dos anos 1990, tentativa essa que foi descontinuada em 2001 devido à ocorrência do racionamento. Porém há quem entenda que o pêndulo foi longe demais e que é necessário “descomplexificar” o setor elétrico.

Essa “descomplexificação”, para ser bem sucedida, depende em grande medida da atuação da ANEEL. Felizmente, trata-se de uma agência reguladora composta por técnicos de alto padrão e capazes de uma atuação neutra e inteligente na mediação da relação de longo prazo entre prestadores de serviços e consumidores. Essa é uma condição necessária, mas não suficiente, para garantir a atração do capital necessário para a ampliação e manutenção da infraestrutura do setor elétrico. É preciso, também, contar com a adesão do Legislativo, do Judiciário e do Ministério Público (o chamado “quarto poder”) à tese de que o consumidor sai ganhando quando as regras são razoáveis e estáveis.

A dificuldade de quem se aventura a tentar desvendar o futuro e conceber como estará o setor elétrico no Bicentenário da Independência, em 2022, onze anos à frente do lançamento deste livro, consiste em saber em que direção olhar: para uma série consistente de eventos observados no passado ou para promessas de futuras revoluções tecnológicas?

⁶ Chama-se de “despacho das usinas” a decisão sobre a quantidade de energia que cada usina deve gerar para atender a demanda a cada momento.

⁷ O CMSE é um colegiado formado pelos representantes das instituições oficiais subordinadas ou vinculadas ao MME.

Como o setor de energia elétrica não é muito dinâmico, prever o futuro olhando pelo retrovisor tem sido a prática mais adotada – e com razoável grau de acerto. Porém, assim também era na telefonia - até o advento do telefone celular.

Trataremos nas próximas seções de duas importantes questões do setor elétrico: como equilibrar a oferta e demanda de energia elétrica, e o que fazer para baixar a “conta de luz”. Finalmente, há uma seção de conclusões.

Equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica

A predominância da hidroeletricidade faz com que o Brasil seja um dos líderes mundiais em termos de utilização de fonte renovável na produção de energia elétrica⁸. Não é para menos: em nosso território encontra-se 10% do potencial hidroelétrico mundial (terceiro do *ranking*, atrás apenas da China e Rússia)⁹, sendo que apenas 1/3 desse potencial foi utilizado. Naturalmente, esse é um aspecto positivo porque a água renovada pelas chuvas, utilizada nas hidroelétricas, não emite gases que contribuem para o efeito estufa. Mas será que essa tendência vai continuar, dado que grande parte do potencial remanescente encontra-se na Amazônia? Ou haverá predomínio político dos que vêem a Amazônia como um “santuário”, a remanescer livre da construção de usinas hidroelétricas, ainda mais as com reservatórios de acumulação?

Há muitas organizações não governamentais especializadas na oposição à construção de usinas ou linhas de transmissão. Esse “bloqueio” às novas usinas só é bem sucedido porque cada projeto é examinado de forma isolada, com realce para as questões locais em detrimento das questões nacionais. Como resultado, os servidores públicos encarregados do licenciamento ambiental são pressionados a se preocupar mais com os pecados da ação e menos com os da omissão. Dito de outra maneira: os servidores são desencorajados a responder à seguinte pergunta chave: “de onde virá a energia para substituir aquela que seria gerada pela usina impedida de ser construída por restrições socioambientais?”.

As organizações ambientais desejam que essa “energia substituta” seja proveniente de outra fonte também renovável. Se necessário, com a ajuda de incentivos econômicos. Nessa categoria – incentivos à energia renovável – o mais sensato seria criar e regulamentar a certificação de energia verde¹⁰ a ser operacionalizada, por exemplo, pela CCEE¹¹. O objetivo seria incrementar a competitividade de nossos produtos nos mercados internacionais, onde já se observa um crescente interesse por esse tipo de produto, fruto da popularização da preocupação com a sustentabilidade. Se nos próximos anos for possível observar o agravamento do efeito estufa, como preveem os especialistas, o interesse por energia verde certificada deve aumentar ainda mais.

Provavelmente os certificados mais procurados seriam os associados à bioeletricidade, o que alavancaria a produção de cana de açúcar. Porém, aumento

⁸ Não apenas nesse quesito somos líderes mundiais: 46% da energia produzida no Brasil (incluída, mas não restrita à energia elétrica), provém de fonte renovável, comparado com a média mundial de 13%.

⁹ Tolmasquim (2005).

¹⁰ Energia verde é aquela gerada sem agravamento do efeito estufa.

¹¹ A CCEE é a entidade responsável pelo sistema de medição comercial de energia elétrica.

ainda maior da produção de cana-de-açúcar ocorreria se os países desenvolvidos eliminassem as barreiras comerciais à importação de etanol de países em desenvolvimento. Hoje no Brasil se utiliza menos de quatro milhões de hectares com essa finalidade¹². Até 2022, seria possível aumentar essa produção de cana em pelo menos 500%. Bastaria dar destino mais nobre a 10% dos 200 milhões de hectares hoje utilizados como pastagem extensiva¹³. Porém esse cenário favorável à produção da bioeletricidade não ocorrerá as pesquisas para conversão de biomassa em etanol (o chamado etanol celulósico) caso sejam bem sucedidas e não sobrar bagaço para produção de energia elétrica.

Na busca de outras fontes de energia renovável, temos possibilidade de utilizar os ventos como força motriz. Leilões realizados em 2010 para contratação da energia de usinas eólicas resultaram em preços já competitivos em relação a energia das fontes energéticas tradicionais. Fato surpreendente porque até recentemente a energia eólica era vista como tema tecnicamente dominado, mas sem viabilidade econômica. Será que esse resultado mostra uma nova tendência, fruto da competição e da inovação tecnológica, ou é apenas o reflexo da crise econômica de 2008, que induziu os fabricantes de aerogeradores a buscar agressivamente novos mercados?

Se as usinas dependentes de biomassa, principalmente bagaço de cana, ou de vento efetivamente se multiplicarem no Brasil, o que garantirá a continuidade da produção de eletricidade fora da safra de cana ou quando não estiver ventando? Será a água armazenada nos reservatórios das hidroelétricas, ou seguiremos os países desenvolvidos que não têm reservatórios acoplados às hidroelétricas e por isso buscam viabilizar o armazenamento distribuído de energia elétrica na forma de baterias de automóveis elétricos?

Os reservatórios do sistema elétrico brasileiro armazenam a água excedente nos períodos chuvosos para utilizá-la nos períodos secos (regularização sazonal) ou até mesmo em anos secos no futuro (regularização plurianual). A “energia afluyente¹⁴ mensal” do sistema Sudeste tem forte comportamento sazonal: no período úmido é 3,5 vezes maior que no seco. Isso significa que os grandes reservatórios construídos a partir da década de 50 têm exercido o importante papel de guardar a água na época de chuvas para posterior uso durante a estiagem.

No caso das usinas Jirau e Santo Antônio, no Rio Madeira, a relação entre fluxo no período úmido e na estiagem é duas vezes a do Sudeste. Isto é, o Rio Madeira é bem mais volátil do que a média dos rios do Sudeste. A variabilidade é ainda maior na recém licitada usina de Belo Monte, no Rio Xingu, licitada em 2010: o período mais “molhado” (abril) tem 25 vezes mais água que o seco (outubro). Obviamente nesses três casos seria de se esperar que fossem construídos os

¹² Uma área aproximadamente de mesmo tamanho é utilizada na produção de cana de açúcar utilizada na fabricação de açúcar.

¹³ Como a população bovina é da ordem de 200 milhões de cabeças, a densidade média é de apenas uma cabeça por hectare. Seria possível adensar a ocupação das pastagens sem prejudicar sensivelmente os produtores de leite e de carne, e sem que fosse necessário derrubar uma só árvore na Amazônia.

¹⁴ “Energia natural afluyente” ao conjunto de reservatórios é a transformação matemática das vazões dos rios que afluem às usinas hidroelétricas num equivalente energético, supondo a passagem da água pelas turbinas das usinas localizadas no trajeto da água do ponto de afluição até o oceano ou fronteira do território nacional.

correspondentes reservatórios. Mas não foram por conta das restrições socioambientais.

Na ausência de reservatórios, durante a estiagem é necessário fazer uso de termoelétricas que queimam combustível fóssil. Sem reservatórios é mais difícil acomodar a variação sazonal da geração de energia elétrica a partir de bagaço de cana e a intermitência da geração a partir dos ventos.

Estas flutuações de produção de energia elétrica demandam reforços na rede de transmissão, que enfrentam resistência importante de vários estados; e dependem do avanço de tecnologias de gestão da rede elétrica (*smart grid*¹⁵), ainda em desenvolvimento. Nos EUA as flutuações da produção de energia eólica foram identificadas como um dos maiores obstáculos à implantação do plano de energias renováveis no Governo do presidente Obama. Países europeus como a Espanha utilizam usinas térmicas de *backup* para compensar a variação do vento.

Os reservatórios do sistema brasileiro, aliados à rede de transmissão, correspondem a “armazéns de energia” que acumulam água, cana-de-açúcar, gás e outros energéticos. Nesse contexto, causa grande preocupação que a alternativa de dotar as usinas hidroelétricas de reservatórios seja descartada, ainda no nascedouro, pelas equipes de engenharia que concebem novos empreendimentos, por temor que os projetos se revelem posteriormente inviáveis sob o ponto de vista socioambiental. Significa que uma parte de nosso potencial hidroelétrico está sendo esterilizada.

Se de fato não for possível construir novos reservatórios, será inexorável o aumento da participação da geração termoelétrica em nossa matriz. Importante esclarecer que mesmo que não houvesse restrição às hidroelétricas, ainda assim seria conveniente que uma parcela do parque gerador fosse constituída por termoelétricas para complementarem a produção da hidrelétrica e demais fontes renováveis. A rigor, a participação térmica no *mix* ótimo, sob o ponto de vista econômico, é de 20%.

Ou seja, em qualquer hipótese será também necessário instalar novas usinas termoelétricas. Tendo em vista a descoberta do pré-sal, nossa mais óbvia escolha seria termoelétrica a gás natural. Em 2010 a oferta potencial de gás natural é da ordem de 100 milhões de metros cúbicos por dia, considerando-se apenas as reservas nacionais quantificadas e a capacidade de importação por meio do gasoduto Bolívia-Brasil e dos terminais de GNL (gás natural liquefeito). Isso significa que o país tem condições objetivas para reduzir a dependência da geração de eletricidade à aleatoriedade das chuvas.

¹⁵ Chama-se de *Smart Grid* o conjunto de equipamentos e procedimentos operativos que permitam a automação integrada e segura das redes, sistemas de medição, geração e armazenamento distribuído de energia, de modo a permitir que a rede, através de análises e diagnósticos em tempo real, se re-configure automaticamente para atender, de forma otimizada, as necessidades do sistema elétrico. O conceito inclui ainda o gerenciamento pelo lado da demanda que, através de incentivos aos clientes, permite interrupções de cargas críticas nas unidades consumidoras (por exemplo, chuveiros e ar condicionados), em períodos pré-definidos, para otimizar a utilização dos recursos da rede e adequar continuamente a oferta com a demanda de energia, bem como para reduzir os impactos aos clientes em situações emergenciais.

Porém, para que haja complementaridade entre o mercado de energia elétrica e o de gás natural, é necessário que existam mecanismos comerciais¹⁶ que induzam os consumidores de gás natural a utilizar esse combustível de forma flexível. Isto é, que consumidores que possam interromper a utilização de gás, ou consigam substituí-lo por outras fontes energéticas, quando o nível de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas for baixo e o gás natural tiver que ser usado pelas termoeletricas. Por exemplo, veículos que em condições normais queimam gás natural, mas que em situações de estiagem seriam movidos a gasolina.

Tentando olhar para frente, será que a geração distribuída (produzida no local do consumo) será uma alternativa competitiva à forma tradicional de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que no Brasil vem “contaminada” por uma altíssima carga de impostos e encargos setoriais? Placas de células fotovoltaicas instaladas nos telhados ou microturbinas a gás natural poderiam livrar os consumidores da excessiva carga tributária?

Placas de células fotovoltaicas não devem ser confundidas com as “placas solares”, utilizadas para aquecer água. O conhecimento sobre células fotovoltaicas é antigo. Mas só recentemente os custos associados a essa tecnologia baixaram suficientemente para permitir a utilização em maior escala. Por exemplo, para produzir 200 kWh por mês numa residência no Rio de Janeiro é necessário instalar 13 metros quadrados de painéis fotovoltaicos. O uso da energia solar é particularmente atraente em locais quentes, como o Rio, porque a maior insolação coincide (na realidade, provoca) a máxima demanda de energia elétrica pelo aumento do uso de ar condicionado.

Considerando o custo atual das células fotovoltaicas, cada kWh custaria 50 centavos de R\$. É muito caro quando se compara com custo de gerar energia nas novas usinas (da ordem de 15 centavos de R\$ por kWh), mas se aproxima do que o consumidor paga na conta de luz, que inclui não somente geração, mas também o transporte de energia (transmissão e distribuição) e, principalmente, encargos e tributos.

A tendência, com a massificação do uso desta tecnologia, é de diminuição de custo, o que tornará esta alternativa ainda mais competitiva. Todavia, não se vislumbra a possibilidade do consumidor se desconectar da rede porque o consumo de energia ocorre também quando o Sol não brilha. Com o advento do *smart grid* o consumidor poderá vender a energia excedente durante as horas de irradiação solar intensa, e comprar da rede nas demais horas. Assim, quando o Sol estiver brilhando, os reservatórios armazenarão o excesso de energia na forma de água não turbinada. Ou seja, no Brasil, ao contrário de quase todo o resto do mundo, será possível a utilização de energia solar sem que seja necessário disseminar as baterias entre os consumidores. Naturalmente, este arranjo pressupõe uma nova estrutura tarifária que cobre do pequeno consumidor o custo da energia separado do custo do transporte de energia, assim como já ocorre com o grande consumidor.

¹⁶ Por exemplo, desconto para contrato flexível que admita intermitência no fornecimento, em relação ao preço de um contrato de fornecimento firme de gás.

Essa possibilidade – de uso de células fotovoltaicas para geração de eletricidade no local de consumo – não é a única alternativa de “geração distribuída”. Há, por exemplo, a possibilidade de utilização de microturbinas, de alta rotação, em geral movidas a gás natural. Trata-se de equipamento leve e de fácil instalação em prédios comerciais, shoppings e condomínios, que são particularmente recomendadas para as situações em que se necessita simultaneamente de eletricidade e vapor (cogeração).

Assim como a energia solar e as microturbinas, as células de combustíveis constituem uma possível rota tecnológica para viabilização de geração distribuída. Trata-se de alternativa conhecida desde meados do século XIX, que só recentemente passou a receber uma atenção maior, em função da confiabilidade de suprimento e da boa qualidade das emissões, basicamente água e CO₂. Mas há ainda um caminho a percorrer para redução do custo.

Por que a conta de luz é alta?

Na fatura de energia elétrica estão incluídas as cobranças dos serviços de geração, transmissão e distribuição e outros dois itens: tributos – que são cobrados na aquisição de qualquer produto ou serviço – e encargos, que são específicos do setor elétrico. Tipicamente, apenas 30% do que o consumidor residencial ou comercial paga em sua conta de luz destina-se à própria concessionária de distribuição de energia elétrica. Os outros 70% são arrecadados pela distribuidora para repasse a terceiros e se destinam à compra de energia (30%), ao custeio da rede básica que propicia a integração elétrica de grande parte do país (6%) e ao pagamento de encargos e tributos (34%)¹⁷.

O Legislativo tem aprovado diversas leis para embutir novos encargos na conta de luz que beneficiam minorias em detrimento das majorias. Em geral, essas minorias têm interesses legítimos. Entretanto, o conjunto dos encargos, somado aos impostos incidentes sobre a energia elétrica, resultam numa “conta de luz” elevada para os padrões internacionais, com duas nefastas consequências: os produtos manufaturados no Brasil ficam menos competitivos e os consumidores de menor poder aquisitivo ficam mais tentados a recorrer ao “gato”¹⁸. Hoje cerca de 10% da energia consumida na baixa tensão (residências e pequeno comércio) não é paga. Em algumas áreas, como a da Light, no Rio de Janeiro, chega a 30%¹⁹.

Cada um dos encargos, quando analisado isoladamente, tem uma boa justificativa. Porém, o custo global é muito elevado, próximo do correspondente valor destinado ao Programa Bolsa Família. Tudo pago pelos consumidores “normais”, que não se beneficiam de desconto algum e desconhecem o destino de cada real pago no item encargos da tarifa. Como o cálculo tarifário visa o rateio dos

¹⁷ Na realidade, se fosse computada a carga tributária embutida em cada componente ou atividade do setor elétrico, chegar-se-ia a um percentual bem superior aos 34%. De acordo com Paduan (2010), a participação dos impostos na conta de luz é de 64,6%.

¹⁸ “Gato” é o nome popular para “furto de energia”.

¹⁹ Na realidade, o furto de energia elétrica não decorre apenas da disparidade entre a “conta de luz” e a capacidade de pagamento dos mais pobres. Resulta também de causas culturais que explicam o furto praticado por consumidores não carentes na dimensão econômica, porém carentes na dimensão ética.

custos, quanto maior for o número de contemplados com descontos, maior é a conta de luz dos não-beneficiados.

Os demais encargos são utilizados para cobrir o custo de disponibilizar eletricidade para todos os brasileiros (universalização); incentivar às chamadas fontes alternativas de energia (eólica, bioeletricidade e pequenas centrais hidroelétricas); promover a compensação financeira aos municípios e estados afetados pela implantação de usinas hidroelétricas; pagar pelo custo do combustível das termoeletricas acionadas para aumentar a segurança de suprimento; incentivar pesquisas científicas e tecnológicas (P&D); e subsidiar o consumo de eletricidade nos sistemas isolados²⁰ existente principalmente na Região Norte.

Esse último encargo, a chamada Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) é o que mais impacta o consumidor. A CCC gastou R\$ 3,2 e R\$ 2,7 bilhões, respectivamente em 2008 e 2009, para pagar o óleo diesel e combustível utilizados na geração de energia elétrica nos sistemas isolados. Isso equivaleria a algo da ordem de R\$ 700 por família por ano, caso fosse desconsiderado o subsídio destinado à indústria. Equivale ainda a 30% de tudo o que se gasta no Programa Bolsa Família. Se, por um passe de mágica a CCC desaparecesse, a tarifa de energia elétrica em todo o país diminuiria cerca de 3%.

Como os subsídios propiciam sinais econômicos, deveriam passar por sério escrutínio para avaliar se a sinalização dada aos consumidores está correta. Por exemplo, o custo da energia em Manaus utilizada ao longo de um mês por uma lâmpada incandescente seria suficiente para comprar uma lâmpada eletrônica nova, bem mais eficiente. Isso não ocorre porque quem consome não é quem paga. Por outro lado, não seria razoável condenar às trevas 20 milhões de brasileiros que vivem na Região Amazônica, simplesmente extinguindo o subsídio. O subsídio poderia até ser mantido, mas aplicado de maneira mais eficiente. Por exemplo, por meio de um cheque anual de até R\$ 700 para cada família beneficiada.

Essa situação, em vez de melhorar piorou, pelo menos no curto prazo. Até 2009, havia no mercado uma perspectiva de redução substancial da CCC para os anos subsequentes, devido à incorporação ao Sistema Interligado Nacional dos sistemas isolados que atendem o Acre, Rondônia, Manaus e Macapá, os quais correspondem a cerca de 80% da carga total dos sistemas isolados, além da própria extinção da CCC, que deveria ocorrer em 2022 – ano do Bicentenário da Independência. No entanto, a Lei 12.111/2009 reverteu completamente essas expectativas e o gasto com a CCC subiu, em 2010, para cerca de R\$ 5 bilhões. Isso porque, a partir da vigência da nova lei, a CCC cobre a diferença entre o custo total da energia utilizada no atendimento aos sistemas isolados – inclusive o imposto estadual incidente sobre o óleo utilizado nas termoeletricas - e o custo médio da energia comprada pelas distribuidoras de eletricidade não localizadas na Região Norte e, portanto, não beneficiadas com a CCC. Adicionalmente, essa lei aumentou em 30% o encargo de P&D para “compensar” a diminuição de ICMS dos estados onde se localizam termoeletricas que serão desativadas por efeito da interligação.

²⁰ Os sistemas isolados são áreas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (linhas de alta tensão) e que dependem apenas da eletricidade gerada localmente.

Ou seja, os consumidores de todo o Brasil pagam “uma espécie de ICMS” para os estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Amapá.

Uma alternativa mais eficiente de subsídio às comunidades isoladas seria a aplicação do modelo de parceria público privada (PPP). Nesse caso se escolheria um prestador de serviço para cada sub-região da vasta Amazônia por meio de um processo competitivo no qual se sagraria vencedor aquele que se dispusesse a receber do Governo menor subsídio. Essa ajuda seria transparente – isto é, comunicada de maneira clara aos beneficiados, por exemplo, na própria conta de luz – e suficiente para cobrir integralmente a diferença entre custo total - inclusive lucro - e a tarifa. Esta seria calculada com base na capacidade de pagamento dos usuários, fixada no edital de concorrência juntamente com a correspondente fórmula de correção²¹.

A “conta de luz” também aumenta quando as usinas térmicas são acionadas “fora da ordem de mérito econômico”, por decisão do CMSE. Só em 2008, essa prática custou aos consumidores a quantia de R\$ 2,3 bilhões, por conta da percepção, no início de 2008, de que a probabilidade de repetição do racionamento ocorrido em 2001 seria muita alta. Como as decisões do CMSE causam efeitos dessa magnitude, seria recomendável que suas reuniões fossem submetidas à crítica isenta que pudesse apontar eventuais decisões em que o aumento da segurança operativa tenha uma relação “benefício x custo” desfavorável. Isto é, decisões que custem muito aos consumidores, com moderado aumento de confiabilidade.

Conclusões

Costuma ser um exercício interessante confrontar previsões feitas no passado com o que efetivamente veio a acontecer. Antigamente, quando tudo fluía lentamente, talvez não houvesse muito erro. Mas, a partir do século XX, o desvio entre o previsto e o observado tem aumentado por conta das inovações, para constrangimento dos previsores, quando ainda estão vivos para cotejar suas profecias com a realidade. A idílica visão de Stefan Zweig é ilustrativa: *Algumas das coisas singulares, que tornam o Rio tão colorido e pitoresco já se acham ameaçadas de desaparecer. Sobretudo as “favelas”, as zonas pobres em plena cidade. Será que ainda as veremos daqui a alguns anos?*²².

Assim, para atenuar um eventual embaraço futuro, reconhecemos nossa insegurança sobre qual será o caminho do país para assegurar energia elétrica em quantidade e qualidade necessária para que venhamos ocupar uma melhor posição no *ranking* das nações daqui a onze anos, no Bicentenário da Independência.

Percebe-se que a rota tradicional de reforçar e ampliar o sistema atual só será bem sucedida se a sociedade brasileira conseguir equacionar democraticamente qual a matriz energética que melhor serve ao país. Hoje não existe essa definição e o que se observa é um processo de construção de novas

²¹ Esse mesmo “modelo” de PPP poderia ser aplicado em outras situações em que o custo da prestação do serviço público ultrapassa a capacidade de pagamento dos consumidores. Por exemplo, no caso do saneamento.

²² Zweig, 1941

usinas ou linhas de transmissão que os economistas descreveriam como de “alto custo de transação”, o que encarece desnecessariamente a eletricidade.

Haveria avanço se a legislação atribuísse ao Governo Federal a responsabilidade de produzir uma lista de projetos de geração de energia elétrica com capacidade conjunta para assegurar o crescimento econômico e a ampliação da oferta de empregos de que o país tanto necessita. A seleção desse conjunto de projetos deveria ser feita de tal forma que o impacto socioambiental fosse mínimo. O que é bem diferente de um utópico impacto nulo.

Nesse arranjo, os estudos prévios de impactos ambientais (EIA-RIMA) das obras seriam de responsabilidade do IBAMA e não dos futuros empreendedores. Assim, os empreendimentos da lista não necessitariam passar pelo escrutínio da licença prévia, pois já estariam implicitamente licenciados. O IBAMA poderia realizar ele mesmo os estudos, ou contratar consultoria especializada. Nesse último caso, os custos seriam posteriormente ressarcidos ao IBAMA pelas empresas que se tornassem concessionárias, ou autorizadas, de produção ou transporte de energia elétrica.

É preciso também que se diminua a carga de tributos e de encargos que tornam nossos produtos menos competitivos internacionalmente e que induzem uma parcela significativa dos brasileiros a consumir energia elétrica de forma fraudulenta. Os encargos que persistirem após esta revisão devem ser repensados para melhor atenderem seus objetivos. Enquanto uma lâmpada incandescente iluminar algum domicílio na calorenta Manaus, saberemos que ainda não chegamos lá.

Adicionalmente, é preciso “descomplexificar” o setor e reforçar as instituições. Uma ANEEL independente e tecnicamente capaz, apta a mediar os interesses entre as empresas atuantes no setor elétrico e os consumidores é condição necessária, mas não suficiente para a existência de um setor elétrico estável e eficaz. É preciso também que o Legislativo e o Judiciário examinem os efeitos sistêmicos de suas decisões. Dito de outra maneira, não adianta fazer uma “bondade” localizada se junto com ela se comete uma “maldade” generalizada.

Caso as providências voltadas para o controle da escalada da “conta de luz” sejam mal sucedidas, provavelmente haverá maior pressão política sobre a ANEEL para alcançar a modicidade tarifária por meio de uma regulação econômica “heterodoxa”. Como apenas o segmento de distribuição é inteiramente regulado por resoluções da Agência, não descartamos a hipótese de que esta pressão se dê no sentido de comprimir suas remunerações, como foi feito no passado como artifício de controle da inflação.

Nesse sombrio cenário ocorreria uma gradual decadência da qualidade do serviço prestado e, possivelmente, uma inadimplência generalizada entre empresas do setor, como ocorreu na virada da década de 80 para a de 90. No final haveria uma reestatização do setor, com previsíveis prejuízos tanto para os consumidores quanto para os contribuintes. Mas antes disto, os consumidores descrentes de soluções coletivas, quando confrontados com a perda da qualidade, estariam buscando eles mesmos suas soluções individuais baseadas em geração distribuída.

Porém, mesmo que o país tenha a sensatez de resolver os entraves que hoje impedem o encolhimento da “conta de luz”, ainda assim é possível que as inovações tecnológicas atualmente sob investigação, ou as que talvez nem estejam ainda no tabuleiro, rendam resultados que induzam o consumidor de 2022 a preferir gerar ele próprio a eletricidade de que necessita. Esta “via tecnológica” poderá ser a grande razão da “descomplexificação” do setor. Quem viver verá...

Referências

CEPEL (2010); Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Preliminar
EPE (2010); Plano Decenal de Expansão de Energia 2019.
PADUAN, R. (2010); Revista Exame, Especial – Impostos, Ed. 975, 08/09/2010.
TOLMASQUIM, M. (2005); Geração de Energia Elétrica no Brasil, Editora Interciência.
ZWEIG, S. (1941); Brasil, um país do futuro.