

GUERRA TRAZ OPORTUNIDADES

INFORME SETORIAL

Guerra traz oportunidades

Jornal Valor Econômico

A guerra entre Rússia e Ucrânia, maior conflito na Europa desde 1945, além de ter impacto sobre o mapa geopolítico internacional, moldará a política energética dos dois lados do oceano Atlântico ao longo das próximas décadas. O conflito cria uma série de dúvidas e repercussões sobre a política energética mundial e as ações sobre mudanças climáticas. Mas abre um amplo leque de oportunidades para o Brasil, cuja posição de potência em fontes renováveis poderá ser reforçada e ainda capturar oportunidades em hidrogênio verde.

Com sol, vento, recursos hídricos e o pré-sal, o país deverá continuar atraindo bilhões de reais em investimentos em um momento em que o setor elétrico se transforma sob os conceitos de descentralização, digitalização e descarbonização. “O Brasil pode reforçar seu papel de potência descarbonizante do planeta em um momento em que o mundo parece acelerar a transição energética e impulsiona a busca por segurança energética. Já internamente se discute há cinco anos a agenda de modernização do setor”, resume Luiz Barroso, presidente da consultoria PSR.

Quando o mercado livre foi criado na metade dos anos 1990, previa-se para o início da década seguinte sua abertura total, incluindo residências e pequenas

indústrias. Um racionamento e uma mudança de governo frearam o movimento. Mas o avanço da geração distribuída solar e a alta das tarifas no mercado regulado mudaram o tom. Em maio, poderá ser aprovado em Brasília o Projeto de Lei 414, cuja sanção implicaria a abertura em 42 meses do mercado livre a todos os brasileiros. A janela de votação é curta. As festas juninas no Nordeste deverão antecipar a campanha eleitoral de parlamentares. “Há otimismo de que ele seja aprovado, o mercado livre traz benefícios e mais competitividade ao consumidor”, diz Rodrigo Ferreira, presidente da Associação Brasileira dos Comercializadoras de Energia (Abraceel).

A abertura depende do equacionamento de um ponto. O atual modelo, estabelecido em 2004, fixa que os geradores ofertam às distribuidoras contratos de longo prazo, de 25 a 35 anos, o que também contribui para financiar os projetos. São os chamados contratos legados. Alguns vão até 2046. Ampliar o mercado livre implica resolver os contratos legados e o papel das distribuidoras. Quanto mais liberalização, maior fica a conta para quem se mantém no ambiente de contratação regulada.

O Ministério da Economia encomendou um estudo para a PSR sobre o tema. Foram feitas simulações para a abertura total do mercado livre de energia elétrica. Um ponto central do trabalho é sugerir tratamento aos contratos legados das distribuidoras. Uma ideia é a criação de um encargo a ser cobrado. O estudo deve ser conhecido em breve. “É preciso fazer de forma estável a abertura e ter uma transição”, diz o presidente da Enel, Nicola Cotugno.

Para Joisa Dutra, diretora do Centro de Regulação em Infraestrutura da Fundação Getulio Vargas (FGV-Ceri), a abertura tem de ser vista com cautela por ser feita em um momento delicado, seja por incertezas, seja pela maior descentralização da geração. Nas últimas duas décadas, foram feitos quatro empréstimos para as distribuidoras em virtude de falhas no mercado. Mais de R\$ 60 bilhões foram

repassados a elas, a ponta arrecadadora do sistema. A instalação de painéis fotovoltaicos dá poder ao consumidor, mas também retira dinheiro das distribuidoras, enquanto não há regulação ainda sobre a separação fio e energia (o PL 414 trata disso também)

Hoje os dois serviços, de conexão ao sistema elétrico e de venda de energia, estão misturados na mesma conta de luz. A queda na demanda impacta diretamente a comercialização de energia, enquanto fios, postes, transformadores, subestações continuam operando. Com a separação, haveria dois contratos – que poderiam ser cobrados na mesma conta –, um para a conexão ao sistema elétrico, paga por uma taxa fixa mensal, e outro com o fornecedor de energia de escolha, proporcional ao consumo.

As empresas fornecedoras de energia, por seu lado, arcarão com os riscos de falta ou sobra de energia, como em qualquer negócio competitivo. “A separação entre distribuição e comercialização é um ponto crucial a ser trabalhado”, diz o vice-presidente de operações reguladas da CPFL Energia, Luis Henrique Ferreira Pinto. Mesmo assim o movimento é visto com ressalva por alguns.

“Não temos ainda um desenho de mercado e com um avanço muito forte da geração distribuída solar, que cria um efeito perverso para quem está no mercado regulado e subsidia essa fonte e tem um efeito também sobre a distribuidora”, analisa Joisa. A geração distribuída é uma realidade que irá ganhar ainda mais espaço no país.

Se aprovada a abertura do setor, ainda há dúvidas sobre como será a migração dos consumidores residenciais e pequenas indústrias para o mercado livre e por quem será liderado esse processo. Na Europa, há países como o Reino Unido em que metade da população aderiu à liberalização, enquanto na França 70% dos consumidores permaneceram no mercado regulado. “O consumo per capita brasileiro ainda é baixo, muitas contas estão em 170 kWh por mês. Pode ser que a migração

seja liderada por contas maiores e que tenham poder de barganha, enquanto os menores consumidores esperam quando a tecnologia lhes permitir mais serviços”, diz Ferreira Pinto, da CPFL.

A empresa estuda, por exemplo, um grande projeto de medidores inteligentes. Hoje a medição para a baixa tensão ainda ensaia os primeiros passos no Brasil, em razão de alguns pontos regulatórios, como o tempo de amortização dos medidores novos (de cerca de dez anos) em relação aos tradicionais (mais de 20 anos).

A concorrência será acirrada. Além de distribuidoras que terão de atuar de nova forma, haverá comercializadoras gigantes disputando clientes. Um exemplo é a Vibra Energia (ex-BR Distribuidora), que tem buscado diversificar sua atuação além dos combustíveis.

O desempenho das ações brasileiras listadas na B3 aponta que os investidores estão de olho nas oportunidades. Depois de cair 7,89% em 2021, o índice de energia elétrica já no primeiro trimestre deste ano teve alta de 11,19%, segundo apurado pelo Valor Data. A melhora também se deve à mudança do cenário: em abril do ano passado começaram a surgir ameaças sobre o abastecimento de energia no horário de ponta em outubro e novembro, devido à maior seca em 91 anos; atualmente, com a contribuição de São Pedro, os reservatórios iniciam maio com o maior volume acumulado em dez anos.

A mudança brusca de cenário aponta a necessidade de adaptação: em setembro os preços do mercado livre chegaram a R\$ 600 o MWh e agora estão abaixo de R\$ 70. Uma delas é a importância das hidrelétricas e de que o sistema passe a precificar a água acumulada nos reservatórios. Outra sugestão é de que o governo use novos modelos que considerem índices de afluência mais conservadores e novos patamares de vazão dos rios, inferiores ao seu comportamento de longo prazo.

“Hoje podemos usar informações mais atuais e de um período mais extenso. Se o passado mais recente está mais seco que o distante, usar esse número é adotar uma atitude conservadora”, diz Jerson Kelman, ex-diretor-geral da Agência Nacional de Águas (ANA) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Há outro ponto a ser aperfeiçoado.

Nos anos 2000, quando se faziam ofertas pelas usinas hidrelétricas, os lances eram feitos com base em 100% de energia disponível e em vender energia secundária. Hoje o risco hidrológico de dois dígitos é normal nas planilhas. De 2000 para cá, o volume de venda de energia aumentou quase três vezes, mas não se adicionaram reservatórios. Se o armazenamento durava oito meses há 20 anos, hoje está em menos de quatro meses

As hidrelétricas, importantes na regularização do balanço energético, perderam atratividade diante de um setor em meio às mudanças climáticas, mas a diversificação da matriz torna-as bastante relevantes. E merecem ser acordadas sempre que fizer sentido econômico e socioambiental. “A água hoje não é corretamente precificada por simplificações adotadas no modelo matemático em uso e por deficiências nos seus dados de entrada”, afirma Luiz Barroso, presidente da PSR.

O cenário de liberalização total e a descarbonização têm levado as empresas a costurar acordos no mercado livre em razão da estagnação econômica desde 2014, que tem feito o mercado regulado andar de lado, e buscar portfólio em geração. “Há uma procura das empresas por energia renovável, com destaque para solar e eólica”, diz Roberta Bonomi, presidente da Enel Green Power. O avanço dessas fontes intermitentes tem impacto sobre estratégias.

No jargão do setor, portfólio é ter um parque de geração que mescle várias fontes de energia elétrica, de forma que uma compense a variação da outra. Isso significa ter exposição a projetos em diferentes regiões do país (irradiação no interior

de Minas Gerais é diferente do Nordeste; os preços dos submercados Nordeste e Sudeste no mercado livre são diferentes) ou em zonas (eólicas terrestres têm diferença com as offshore).

“Estamos olhando projetos eólicos e solares para essas exposições”, diz Lucas Araripe, diretor da Casa dos Ventos. Outra tendência são os projetos híbridos, que mesclam solar e eólica ou a instalação de usinas solares flutuantes em lagos de hidrelétricas. “Já demos um passo com um projeto pioneiro de hibridização e queremos avançar ainda mais com a sinergia de transmissão entre eles”, afirma o presidente da Auren (ex-Cesp), Fabio Zanfelicce.

Portfólio também pode significar ganhar musculatura em atividades correlatas. A Auren, além dos projetos renováveis, está de olho em ingressar em um novo segmento: transmissão de energia elétrica. “Estamos avaliando aquisições na área, há uma rentabilidade de renda, participar de leilões exige um prêmio alto”, diz Zanfelicce. O segmento de transmissão tem atraído, ao longo dos últimos dez anos, outras empresas gigantes, como CPFL, EDP, Engie e a Neoenergia.

Se as mudanças climáticas trazem desafios internos, elas são também um polo de atração de investimentos. O Brasil poderá captar ainda mais investimentos em um momento em que países avaliam novas estratégias de segurança energética e transição energética, aceleradas pelo conflito na Europa.

A pressa tem razão. Relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, publicado em abril, aponta que o mundo deverá atingir o pico das emissões de poluentes globais em 2025 para aí começarem a cair 43% até 2030, comparado a níveis de 2019. O nível de urgência chegou ao máximo, alerta o órgão. Um dos trunfos do Brasil no cenário energético global é a complementariedade entre suas fontes renováveis.

Quando ocorre o período seco, de maio a novembro, as hidrelétricas perdem água, mas a biomassa de cana-de-açúcar pode compensar parte dessa perda. Os ventos que fazem girar as turbinas das eólicas sopram mais de madrugada, enquanto o sol brilha no horário de maior consumo.

Essa possibilidade de produzir energia renovável 24 horas por dia, nos sete dias da semana, cria uma oportunidade em um mercado nascente: o hidrogênio verde, nicho em que o país poderá se tornar um player global em um momento em que a União Europeia, com destaque para a Alemanha, começa a investir na tecnologia. “Temos conversado com mineradoras, fabricantes de fertilizantes, petroquímicas e outras. Estamos desenvolvendo estudos e a viabilidade econômica desses projetos. Assinamos acordo de cooperação ano passado com o governo do Ceará”, afirma Mauricio Bähr, presidente da Engie Brasil e do conselho de administração da Engie Brasil Energia. A empresa trabalha com uma meta de ter 4 GW em projetos de hidrogênio verde no mundo em 2030. O Brasil poderá ter um quarto disso.

Sancionada pelo governo federal no último dia útil de 2021, a reforma cambial amplia a segurança jurídica para empresas que quiserem firmar contratos de compra e venda de energia em moeda estrangeira. Os dez maiores consumidores livres do Brasil são exportadores. A Lei nº 14.286 passou a permitir o pagamento em moeda estrangeira para "os contratos celebrados por exportadores em que a contraparte seja concessionário, permissionário, autorizatário ou arrendatário nos setores de infraestrutura". A lei entrará em vigor em 30/12/2022. Ainda faltam algumas definições, como qual o percentual da receita atrelada às exportações definirá o que é uma empresa exportadora, mas ela já está tendo impacto sobre o setor.

“Tem muita conversa neste momento e já temos volume para contratos que serão feitos sob esses moldes para projetos que entrarão em operação em 2024 e 2025”, afirma Allan Batista Gabriel, head de energia da área de Project Finance do

Itaú BBA. “De 3 GW em contratos, metade é de potencial em contratos em dólar, que permite trazer máquina em dólar, pode-se comprar máquina importada, pode ser financiada pelos bancos de fomento internacionais, como o da Alemanha, e isso abre muitas portas novas e acesso diferenciado”, afirma Alessandro Gregori, vice-presidente de finanças e relações de investidores da AES Brasil. A legislação ainda ocorre em meio a um reordenamento mundial das cadeias de fornecimento.

A decisão da Alemanha de ampliar investimentos em renováveis, consubstanciada em um documento de 600 páginas, pode ter impacto sobre financiamentos no Brasil, ainda mais que o país europeu tenha fornecedores globais de equipamento e busca diversificar sua matriz. Rússia e Ucrânia são dois grandes produtores de metais e grãos, o que pressiona também preços de materiais usados em parques eólicos e solares.

A aceleração da transição energética, com mais investimentos em renováveis, pode pressionar as cadeias globais de fornecimento. No Brasil, mais de 30% do Capex eólico é moeda estrangeira, em solar pode chegar a 60%. “O custo financeiro também mudou com a alta dos juros, o Capex mudou de patamar por conta da pandemia e dessa incerteza atual com a guerra. É preciso ver como o câmbio, que se valorizou nesses últimos meses, se comportará”, afirma Lucas Araripe, da Casa dos Ventos.

Núcleo de Inteligência – ADECE/SEDET

Edição 465 – Em 27 de maio de 2022

Os textos do conteúdo exposto neste informativo não são de autoria do Governo do Estado do Ceará.