

“É urgente aprimorar mercados e a formação de preços no setor elétrico”



Foto: Divulgação

Solange Monteiro, do Rio de Janeiro

Às vésperas da COP30, momento em que representantes de diversos países se reunirão em Belém (PA) para discutir metas e desafios visando à neutralizar as emissões mundiais de gases do efeito estufa, conversamos com a diretora do FGV Ceri sobre os desafios brasileiros em uma das áreas em que o país conta com grande diferencial competitivo: sua capacidade de geração elétrica renovável. Hoje, o potencial de ter energia limpa, abundante, segura e a preços competitivos tropeça no atraso da renovação do marco

legal do setor elétrico, comprometendo inclusive o horizonte de investimento na geração renovável. Nesta conversa, Joisa Dutra detalha o histórico recente do setor para defender a urgência de atualização do arcabouço legal do setor, como também de suas instituições e modelo de governança. “Confio em nossa capacidade de avançar em mudanças para um mercado organizado – o que é ainda mais importante quando a descarbonização com a qual estamos comprometidos preconiza eletrificação de outros usos”, afirma

A demora na adaptação do arcabouço legal do setor elétrico brasileiro tem sido enfatizada em seus depoimentos à mídia. Como isso tem influenciado o desenvolvimento do mercado?

A necessidade dessa reforma vem de quase dez anos. Depois do *impeachment* da presidente Dilma Rousseff, no governo do presidente Michel Temer, a equipe do ministro de Minas e Energia Fernando Coelho desenhou uma reforma. À época, já estava claro que o modelo setorial instituído em 2003/2004 (que levou à Lei nº 10.848/2004, do então Novo Modelo do Setor Elétrico) precisava de revisão profunda.

Aquele modelo estabeleceu dois ambientes de comercialização: o regulado e o livre. Sua expansão, porém, foi calcada na contratação no ambiente regulado. Naquele momento, já tínhamos um ensaio de outras expansões, com a regulamentação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (ProInfra), mas eram volumes pequenos, tornando a contratação no ambiente regulado a garantidora da expansão, realizada a partir de leilões que asseguram os contratos de longo prazo. Conhecidos como PPAs (contratos de compra de energia, na sigla em inglês), tais contratos viabilizaram o acesso a financiamento, grande parte via BNDES.

Esse modelo de negócios começa a se alterar na década seguinte, a partir de novos regramentos. Um deles é a regulamentação da geração distribuída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O motor da expansão então passam a ser as fontes descentralizadas. Já havíamos começado a implantação de

eólicas, inicialmente via leilões, seguida da expansão da energia solar. A inovação, entretanto, vem com a contratação no ambiente livre, que também garantia um financiamento mais diversificado, com acesso ao mercado de capitais.

Então, saímos de um modelo centralizado, de plantas de grande porte e contratação via leilões, para um modelo descentralizado, com plantas menores e contratação no ambiente livre. Em muitos casos, têm-se PPAs corporativos – empresas-consumidoras firmando contratos com ofertantes-geradores. O BNDES flexibiliza seu modelo de financiamento com um instrumento chamado PLD (preço de liquidação das diferenças) de suporte, com a participação também do mercado de capitais. Além dessa mudança de arquitetura centralizada para uma descentralizada, ainda demos mais alguns passos na direção das privatizações, com ondas de aumento da participação do capital privado. Esse é o caso das distribuidoras da Eletrobras, além de outras distribuidoras, caso do Rio Grande do Sul e do Amapá. A própria Eletrobras é privatizada. Ou seja, além do setor avançar rumo a uma arquitetura descentralizada, assistimos a uma predominância do controle privado no setor.

Assim, diante de um contexto de profundas transformações, urge adaptar o modelo setorial, as instituições e sua governança, seu arcabouço legal e regulatório.

Sob esse quadro, a estimativa do Operador Nacional do Sistema (ONS) de que até 2029 menos da metade da capacidade instalada estará sob seu controle é algo preocupante?

Temos observado o ONS de fato sinalizando algumas preocupações com os impactos do aumento da penetração das fontes variáveis, como solar e eólica, sobre a operação do sistema. Vivemos recentemente alguns episódios importantes: um primeiro em agosto de 2023, quando falhas em equipamentos de controle de tensão em usinas eólicas e solares no Ceará causaram um apagão afetando 25 estados e o Distrito Federal. Outros dois episódios ocorreram este ano, em abril e em agosto, no Dia dos Pais, devido à sobreoferta de energia solar que fez o ONS cortar a geração de alguns parques.

Também se observam episódios recentes de problemas de suprimento no Chile e na Península Ibérica. Apesar de muita gente negar, esses eventos mostram que a articulação entre a nova arquitetura do sistema e o *modus operandi* vigente também tem atrasado. E não se trata apenas de questões tecnológicas, pois existem novos sistemas de controle e organização das redes para lidar com este ambiente descentralizado. No Brasil, temos hoje mais de 43 gigawatts (GW) de micro e minigeração distribuída, 95% dos quais de fonte solar. Trata-se de uma mudança importante. Essa realidade em transformação desafia a operação do sistema e sua gestão.

Os cortes na geração solar e eólica para estabilizar o sistema têm sido crescentes – em setembro, estimativas apontam a um percentual próximo de 35% em solar e 23% na fonte eólica. Esse quadro implica riscos à atração de investimentos para a agenda da transição energética de modo geral?

Toda essa discussão de formação de preço é fundamental inclusive para endereçar esse tema, pois o *curtailment* é risco físico que impacta diretamente todo o modelo operacional do setor e se transfere para o campo comercial. Como temos uma estrutura de formação de preços inadequada, sequer estamos conseguindo manejar adequadamente os cortes de geração. O *curtailment* existe em vários sistemas ao redor do mundo; contudo, em diversos países os agentes participam da formação de preços dando lances. Nesses casos, essa manifestação de vontades (lances), combinada com as restrições operativas e a realidade física do sistema permitem melhor decidir quem vai ser cortado. Aqui não temos isso.

Quando se toma uma decisão, o investidor avalia o seu custo de capital. O custo de capital reflete uma realidade de riscos subjacentes. Hoje nosso setor tem riscos importantes que não estão sendo adequadamente enfrentados. Esse cenário acende um alerta sobre nossa capacidade de atrair investimentos. Percebemos isso em conversas com investidores.

O *curtailment* é manifestação da nossa falha no sistema de preços. Esse aumento de cortes mencionado não é a doença, mas a febre que evidencia as fragilidades do sistema. Os cortes de geração são significativos, e a perspectiva não é de reversão importante no curto prazo, pois as saídas para enfrentá-los ainda não estão na mesa.

Como podemos atrair capitais sob esse cenário?

Há muitos componentes dessa mudança estrutural rumo a uma economia descarbonizada que demandam

equacionamento. Veja o caso do hidrogênio de baixo carbono, para o qual aprovamos um marco legal. Ao redor do mundo, muitas pessoas estão percebendo que não se trata de uma alternativa trivial. Quando o Brasil compete por capitais para investir em energia, por mais que ele tenha algumas vantagens do ponto de vista da diversificação de geração a partir de tecnologias de energia limpa, de outro lado temos um custo de capital dos mais elevados do mundo. Isso afeta sobremaneira nossa atrati-

Quando o Brasil compete
por capitais, por mais que
tenha vantagens em termos
de diversificação, de
outro lado há um custo de
capital dos mais elevados
do mundo

vidade. Além disso, temos gargalos importantes, como o processo de licenciamento ambiental. Temos dificuldades de *permitting* na geração, nas redes, na transmissão.

O investimento em transmissão, por exemplo, é um investimento de prazo mais alongado que sofre pressão das cadeias de suprimentos, equipamentos, em um contexto de pressão mundial por investimento em redes,

e os fornecedores não são tantos. Então, hoje os prazos para entrega são grandes, esse é um ponto. Outro ponto importante é a resiliência, pois os eventos climáticos extremos têm se tornado uma realidade, gerando a necessidade de substituição de equipamentos. Tudo isso é mais pressão sobre as cadeias de suprimentos.

Considera que a Medida Provisória 1.304/2025 – que deve ser votada até início de novembro – pode endereçar os desafios brasileiros para o equilíbrio do setor?

O relator do tema terá certa liberdade para produzir seu texto, o que significa que ainda não sabemos a forma final dessa MP. Provavelmente, ela tratará da abertura de mercado, do armazenamento, de criar um caminho para o suprimento de última instância, que é um elemento importante. Entendo que há um acordo para que esta MP aproveite reflexões mais estruturais. Mas tenho dúvidas se efetivamente conseguiremos aproveitar essa oportunidade. Não conseguimos fazê-lo com a MP 1.300/2025, que apenas ratificou uma mudança que já tinha sido implementada a partir da publicação da MP, que é a do novo mecanismo de tarifa social.

Do que conheço até aqui (*esta entrevista foi concedida em 29 de setembro*), me parece que esses temas não estão adequadamente endereçados. Uma coisa é dizer: “Vamos fazer uma abertura total de mercado para garantir contratação no ambiente livre”. Mas isso não explica como vamos enfrentar temas como *curtailment*, riscos que reforcem a necessidade e a urgência de adaptar as instituições. Esse é o primeiro ponto.

O armazenamento de energia é outro tema importante, mas precisamos ter agilidade, porque se trata de um dos componentes principais da integração das renováveis variáveis, e para viabilizar sua expansão. Armazenamento tem sentido econômico quando há sinais de preços críveis, que refletem as mudanças nas condições do sistema no tempo-dia, por exemplo.

Quando tratamos da possibilidade, por exemplo, de adotar mecanismos tarifários diferenciados – visando à estabilização do sistema com uma melhor distribuição horária da demanda, evitando riscos em horário de pico –, ainda não alcançamos o cerne dessa questão, a meu ver, que é o processo de formação de preços.

A tarifa é o canal pelo qual o usuário percebe a mudança subjacente nos custos. O sistema experimenta variações de custo a todo momento, do ponto de vista espacial e do ponto de vista temporal. Hoje há mercados no mundo que já negociam energia a cada 5 minutos. Nós ainda não temos isso. Implantamos preços horários, que são diferenciados para cada um dos quatro subsistemas, mas a variação dos custos já tem uma resolução muito maior do que isso. Hoje o programa calcula custos marginais de operação para cada um dos cerca de 7 mil nós do sistema a cada meia hora.

O que os mercados mais modernos fizeram foi criar oportunidades para que os preços no atacado (no mercado de energia) reflitam essa avaliação dos custos subjacentes. Aqui tampouco temos isso. Então, de pouco adianta hoje defender flexibilidade para as tarifas, pois elas não farão essa transmissão do custo para o preço no atacado. Os preços

servem para isso, para tomar decisões de produção pelos ofertantes, decisões de consumo pelos usuários e também decisões de investimento.

Insisto: hoje temos um processo em que a formação de preços não tem capacidade de refletir as variações nos custos subjacentes. Precisamos pensar o que significa navegar para uma formação de preços coerente com uma arquitetura de mercado descentralizado. Precisamos ter preços que reflitam a interação entre oferta e demanda nesse ambiente.

A experiência internacional é vasta em apontar que os ganhos (da abertura de mercado) na maioria das vezes são modestos, e quase não beneficiam grupos de menor renda

Sobre o atual processo legislativo, o que tenho manifestado, e um pouco até cobrado, é que se tenha clareza do diagnóstico dos problemas e ter propostas de soluções para, quando surgirem as oportunidades, tentar acelerar ou tentar transformá-las em realidade.

A discussão de como fazer essa mudança na formação de preço ainda é embrionária. Felizmente, um número crescente de atores relevantes

no setor começa a perceber a necessidade de endereçar esse problema que, na minha avaliação, é fulcral hoje para o desenvolvimento do setor elétrico, aprofundando sua capacidade de explorar a sua vocação, de gerar valor a partir de tecnologias de baixo conteúdo carbônico.

O que gostaria de ver endereçado no curto prazo?

Temos trabalhado cada vez mais para entender o que realmente é importante e urgente para avançar esse setor. Urgente e importante, como disse, é revisitar o processo de formação de preços, e isso não acontece da noite para o dia: os agentes precisam ser engajados, precisam entender as soluções disponíveis e se apropriar de propostas de solução. A aprovação de reformas necessárias requer convencimento amplo. A estratégia de comunicação com a sociedade é ainda mais crítica para implementar, principalmente em um ambiente em que o Congresso se mostra tão ativo na definição das políticas setoriais.

É claro que há alguns temas importantes para tratar na MP 1.304, que é a próxima janela de oportunidade para mudanças. Oportunidade para mitigar distorções, como a redução de subsídios que não mais são necessários, por exemplo, para as tecnologias que já alcançaram competitividade, caso de solar e eólica.

A discussão tem se centrado na ampla abertura de mercado – todos os consumidores poderiam escolher de quem contratar energia para atender às suas necessidades de consumo. Tenho sempre enfatizado que a abertura não é uma bala de prata. A experiência internacional é vasta

no sentido de apontar que os ganhos dessas medidas na maioria das vezes são modestos, e quase não beneficiam grupos de menor renda.

Em segundo lugar, é importante viabilizar uma abertura organizada que não acabe apenas por aumentar e transferir riscos para quem tem menos condições de gerir sua conta e seus contratos. Sem um mercado organizado, aumentam as chances de transferir riscos que venham de negociações imperfeitas também para os usuários.

Costumo citar o caso do Reino Unido, onde a pandemia e a invasão da Ucrânia causaram desajustes nas cadeias de suprimento e um aumento importante do preço do gás que impactou os consumidores.

Esse impacto afetou as comercializadoras e um conjunto significativo destas não conseguiu honrar contratos. Seus consumidores foram transferidos a outras que não estavam preparadas para atendê-los. Mas houve falhas regulatórias importantes que causaram essa exposição. Os requisitos e a arquitetura de garantias é um exemplo.

A lição, por aqui, é que o modelo de abertura a perseguir deve prever uma adequada alocação de riscos, com instrumentos de segurança de mercado efetivos para mitigar problemas. O modelo em discussão prevê a figura de um Supridor de Última Instância, que seria o mecanismo para enfrentar problemas nas relações entre o consumidor e o comercializador. Mas falhas nesse desenho podem aumentar o preço final para os usuários.

Para o consumidor do mercado regulado – leia-se a maior parte dos consumidores domésticos –, a abundância da geração ainda não se ma-

terializa na redução de preço, pois a conta de luz ainda é cara.

Estamos mais perto de reverter esse quadro?

Se olhar os vilões do preço da energia, que são componentes da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), eles não têm data para acabar. São transferências, subsídios cruzados, que fazem com que alguns grupos paguem mais para que outros paguem menos – e essas transferências não raro são injustas.

Podemos fazer mais,
ocupar novos espaços com
nossa energia limpa, se for
realmente competitiva,
explorando eficiências e
não meras transferências
de custos

A esmagadora maioria são custos do setor que não vão mudar logo, como benefícios para geração distribuída. Não tem mágica.

Vivemos em um ambiente permeado por arbitragens regulatórias. São distorções que criam oportunidades ou brechas que podem ser aproveitadas por alguns grupos de usuários, mas que apenas transferem custos para segmentos menos

articulados no Congresso ou no governo, não aumentam a eficiência do sistema. O resultado é o preço alto em uma economia que tinha tudo para ser competitiva, em um mundo de competição por menor conteúdo carbônico. Temos a vantagem, mas não a aproveitamos para gerar riqueza para a sociedade em sentido amplo.

No setor elétrico, é fundamental pensar um ambiente de negociação e de busca de consensos ou maiorias para aprovar medidas e mudanças realmente importantes para aumentar a eficiência do setor.

É preciso criar uma governança para que fazer essa transição para um novo modelo de formação de preços, com despacho por lances – compradores e vendedores submetendo lances e ofertas no mercado para mercados com alta resolução temporal (a cada meia hora ou menos) e geográfica (diferentes pontos do sistema).

O tema é técnico, sim, complexo, sim, mas crítico. Esse caminho já foi percorrido por diversas economias desenvolvidas. Nosso sistema é sofisticado institucionalmente e capaz de fazer essa mudança. Veja nosso mercado financeiro: temos mostrado resiliência a crises no mercado internacional mesmo em um mundo interconectado. Confio em nossa capacidade de avançar em mudanças para um mercado organizado na negociação de energia elétrica – o que é ainda mais importante quando a descarbonização com a qual estamos comprometidos preconiza eletrificação de outros usos.

A energia elétrica apenas pode avançar para atender à parte das necessidades energéticas de outros setores, como transporte ou indústrias

chamadas *hard-to-abate* se funcionar com base em uma adequada estrutura de alocação de riscos e formação de preço. Para crescer, precisa se transformar, para melhor.

É claro que teremos que lidar com uma série de especificidades que temos, como uma participação importante de geração hidrelétrica em bacias com usinas em cascata e de propriedade de grupos diferentes. Esse é um caso com grande potencial de problemas de coordenação entre os agentes. Mas para isso é possível desenvolver mecanismos para lidar com situações de estresse – mercados que preveem regras para enfrentar emergências.

Volto ao caso do Reino Unido: em um momento de pressão de preços devido a fatores exógenos, esta foi remediada via mecanismos de mercado. Vale destacar que o fato de que há especificidades no setor elétrico no Brasil não deve servir de justificativa para que a gente não faça a mudança na direção de um sistema de preços compatível com a economia de mercado diversificada em tecnologias, com larga predominância de energia limpa, crescente descentralização (solar e eólica) e ampla participação de capitais privados.

Temos muito espaço para avanço de novas tecnologias que são críticas para o que se chama descarbonização profunda, caso de hidrogênio de baixo carbono, eólicas *offshore*, armazenamento e mesmo pequenas centrais nucleares. Temos boa dotação de um conjunto de minerais críticos e muito a entender sobre nosso potencial mineral e seu papel na transição energética. Mais ainda, temos boas vantagens a explorar na cadeia de valor da geração nuclear. Por que não ousar? Esse jogo da

energia em um mundo que valoriza descarbonização – prioridade que não mudou – está começando. Ninguém vai abrir espaço para nosso avanço se nós não o fizermos. Cada país, cada geografia, está buscando seu espaço e competindo por novos mercados com o que tem. Com inteligência e estratégia, podemos fazer muito mais, ocupar novos espaços e mercados com nossa energia limpa, se for realmente competitiva, explorando eficiências e não meras transferências de custos.

Os impactos (da tarifa social) sobre concessões em saneamento não são sopesados apropriadamente.

Resultam em renegociações e sobrecustos para usuários

Saneamento também é uma infraestrutura essencial para o Brasil, que tem atraído importante fluxo de investimentos, e cujo caminho para a universalização tem sido acompanhado pelo FGV Ceri. Como avalia essa evolução?

Uma lição que vem de quem trabalha com saneamento e com recursos hídricos, e que também é convergente com minha experiência no World

Water Week – instituição de Estocolmo da qual sou membro do comitê científico há 4 anos –, é de que existe uma dificuldade, não só no Brasil, de entender que saneamento e/ou água dependem de infraestrutura.

As pessoas costumam achar que o acesso à água é um direito universal e que isso basta. Mas economias emergentes e em desenvolvimento têm dificuldade em viabilizar os investimentos vultosos na infraestrutura que precisam. Seu custo de capital é alto, fruto de instituições e mercados pouco desenvolvidos, e seu espaço fiscal, limitado.

No caso do Brasil, ainda temos uma particularidade: a percepção de abundância de recursos não incentiva eficiência. As perdas no setor não raro atingem 50%, realidade que coexiste com déficits muito elevados no acesso, com quase 20% sem acesso a abastecimento de água e 40% sem atendimento de esgoto – de acordo com os últimos dados oficiais recentes.

Para agravar o quadro, grande parte da sociedade falha em entender que a água não está necessariamente onde as pessoas estão – a infraestrutura que conecta recursos que precisam ser tratados, transportados e distribuídos precisa ser construída, operada, mantida e expandida.

O estado do Rio de Janeiro é um exemplo clássico. A crise hídrica de 2014 que levou a uma disputa do estado com São Paulo pela água do rio Paraíba do Sul ilustra as pressões da infraestrutura. Na modelagem para concessões de saneamento no Rio de Janeiro, a produção de água bruta ficou sob responsabilidade da companhia estadual, a Cedae. Essa interdependência na cadeia de valor embute desafios de preços e seguran-

ça de suprimento com responsabilidades atribuídas a uma empresa estatal, vulnerável a pressões políticas. A literatura econômica é abundante em exemplos de problemas em relações dessa natureza que impactam riscos e custos, investidores e usuários.

As concessionárias de saneamento enfrentam também uma série de desafios, fruto de concessões cujas regras foram desenhadas com base em muita assimetria de informação. Surgem novas obrigações, como a aprovação de uma legislação que expande significativamente o alcance da tarifa social no saneamento. Ainda que seja importante esse avanço, seus impactos sobre concessões e contratos vigentes não são sopesados apropriadamente. Resultam em renegociações de contratos e sobrecustos para usuários.

O caso dessa infraestrutura carioca, inclusive, foi tratado em uma série de artigos publicados na *Conjuntura Econômica* (confira: <https://go.fgv.br/rPQTxeOOsD>). Ela é crítica para garantir resiliência e segurança hídrica para o Rio de Janeiro, e os investimentos ainda estão tardando.

De qualquer forma, serviços relacionados a água e esgoto são prioridade na agenda de universalização do saneamento. Felizmente, essa agenda tem avançado, com capitais privados entrando tanto na forma de concessões entre outros arranjos, como PPPs, para enfrentar desafios que algumas companhias estaduais sofrem para fazer os elevados investimentos requeridos pela recente legislação.

Importante lembrar que o novo marco legal do saneamento básico tem quatro componentes: além de água e esgoto, abarca drenagem urbana e manejo de resíduos sólidos. Sobre este último componente, o

trabalho está recém-começando. O governo federal, no âmbito do Programa de Parceria de Investimentos (PPI), discute modelagens para concessões em resíduos sólidos urbanos – garantir apropriada destinação e aproveitamento para esses recursos. Precisamos virar a página dos lixões, com transição justa inclusive para quem deles se ocupa.

É uma agenda que cresce em importância, com ampliação dos debates sobre como viabilizar os investimentos, como desenhar incentivos. Um ponto sensível é a garantia de sustentabilidade econômico-financeira: aqui também vale a restrição fruto da limitação da capacidade fiscal dos entes subnacionais de modo geral. Já percebemos apetite do capital privado. Isso foi refletido inclusive em consulta pública promovida pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA).

A agência já endereçou o tema com atualizações de norma de referência que estabelecem as condições gerais do serviço de limpeza urbana e resíduos sólidos. Agora se discute a padronização dos contratos, tema que a ANA e o governo federal trabalham para modelar via PPI. Alguns estados também já estão abraçando a causa, caso de São Paulo, discutindo algumas oportunidades e estabelecendo cronogramas críveis de comprometimento.

Os investimentos em aterros sanitários e boas soluções para resíduos sólidos estão sujeitos às mesmas questões que discutimos no caso do setor elétrico – na falta de uma adequada arquitetura de gerenciamento de riscos, o custo de capital resta alto e as soluções e a atração de capitais tardam.

Há estudos interessantes que ilustram caminhos para otimizar investimentos e soluções para esse setor. Por exemplo, segundo a Associação Brasileira de Resíduos e Meio Ambiente (Abrema), seria possível aumentar significativamente a cobertura considerando os aterros sanitários que já existem na Bahia, e quantas cidades estariam em um raio de 100 quilômetros de um aterro já existente. Foram identificadas oportunidades importantes de migração de serviço, otimizando a infraestrutura existente, com benefícios importantes.

O Rio de Janeiro também tem uma experiência de política estadual apoiada em incentivos para municípios interessados em receber aterros e sanções àqueles que não acabassem com lixões, com rigorosa exigência de licenciamento. O resultado foi bastante positivo. Infelizmente, surgem retrocessos em face da descontinuidade e falta de consistência e persistência nas políticas.

Ainda não temos clareza da nossa capacidade de atender à universalização do saneamento em 2033, garantindo 99% de cobertura para água e 90% de acesso a saneamento. Mas o fato é que hoje parte da população vive sob condições absolutamente indignas e o tema é prioritário. Diria que, como sociedade, é nossa grande dívida em infraestrutura. Continuaremos jogando luz a essa discussão, para ajudar a pactuar e cumprir, ao mesmo tempo, metas factíveis para água e esgoto e coordenação para fazer os investimentos necessários em resíduos sólidos e drenagem urbana – temas críticos em um mundo em que urge desenvolver resiliência a extremos climáticos. ■