

PSR: Queremos abrir o mercado? Precisamos falar sobre os contratos legados⁽¹⁾

Luiz Barroso
Bernardo Bezerra

Uma característica marcante do Setor Elétrico Brasileiro é a elevada volatilidade do preço no mercado de curto prazo, conhecido como PLD. A razão é simples: a principal energia primária do sistema vem das vazões dos rios, que dependem do volume de chuvas a cada estação, que como sabemos varia muito de um ano para outro. Por exemplo, entre 1931 e 2020 a energia das vazões em janeiro variou entre 62 e 170 GW médios, uma diferença equivalente a 1,5 vezes a demanda observada neste mesmo mês em 2021.

Esta incerteza fez com que o desenho do setor concebido em 2004, através da Lei 10.848, fosse baseado em contratos forward como instrumento fundamental para reduzir os riscos de mercado, protegendo geradores de preços baixos e consumidores de preços elevados, e atrair nova capacidade de geração. O Brasil optou por induzir a liquidez deste mercado obrigando regulatoriamente todos os consumidores a comprarem pelo menos 100% do seu consumo de eletricidade através de contratos e, no caso do mercado regulado, esta compra de energia é feita pelas distribuidoras, através de leilões organizados pelo governo. Estes agentes repassam para as tarifas de seus clientes os custos do portfólio de contratos resultantes dos leilões que suprem até 105% do consumo de eletricidade. Os custos resultantes da contratação acima deste valor são de responsabilidade dos acionistas das distribuidoras.

Em 2004 havia uma percepção que apenas incentivar geradores e consumidores a se contratar não garantiria a expansão da capacidade de geração para atender o crescimento da demanda. Isto porque as distribuidoras e consumidores preferem contratos de mais curto prazo e os geradores novos demandavam contratos de longo prazo para respaldar seus financiamentos. Naquela época já se discutia a possibilidade de o mercado induzir voluntariamente a expansão da oferta em um ambiente contínuo de negociação de contratos de diferentes durações definidos pelo mercado, incluindo distribuidoras. Porém a falta de credibilidade de um nascente mercado de contratos no País, a inexistência de um mercado livre líquido, e o fato que geradores existentes facilmente deslocariam os geradores novos em leilões de contratos de longo prazo, estimularam a controversa separação dos leilões para o mercado regulado entre energias nova e existente.

Nos leilões de energia nova, para contratar exclusivamente nova capacidade de geração, são oferecidos contratos com duração entre 15 e 30 anos. Já nos leilões de energia existente, para recontratar os geradores já em operação, os contratos teriam entre 1 e 15 anos de duração. Os preços dos contratos destes leilões são reajustados anualmente pelo IPCA.

O resultado foi um sucesso em termos de atração de investimento, contratação de nova capacidade e promoção da competição para reduzir o preço da nova capacidade. Segundo o banco de dados de participação privada em investimentos de infraestrutura do Banco Mundial, de 2004 a 2020 a América Latina recebeu US\$ 184 bilhões no setor elétrico, sendo US\$ 125 bilhões em investimentos privados no Brasil. As distribuidoras

repassam para suas tarifas o preço médio do seu portfólio (ou mix) de contratos, incluindo os oriundos dos leilões de energia nova e existente.

Este desenho de mercado infelizmente não se mostrou robusto à disrupção tecnológica que o setor elétrico tem passado. O custo da nova capacidade de geração está cada vez mais baixo, aumentando a cada ano o gap entre o preço de uma nova usina e preço médio dos contratos existentes. Por exemplo, a PSR estima que o preço para remunerar um investimento em eólica atualmente está em R\$ 120/MWh, que é 50% inferior ao preço desta mesma eólica contratada em 2010 e também 50% inferior ao preço do mix de contratos das distribuidoras. Isto gera um incentivo para os consumidores que ainda estão no mercado regulado migrarem para o mercado livre para comprar diretamente energia mais barata, e aumenta a pressão para abrir o mercado e permitir que todos os consumidores tenham livre escolha pelo seu provedor de energia. Consequência: a migração de consumidores para o mercado livre cria risco de volume para as distribuidoras, com potenciais sobras de contratos não repassáveis às tarifas.

Como os contratos de energia nova podem ter duração de até 30 anos e alguns contratos têm início em 2025, a estratégia de ofertar contratos de longo prazo criou um legado para os consumidores regulados até pelo menos 2054. O que fazer com estes contratos no portfólio das distribuidoras na abertura do mercado e eventual migração de consumidores para o Ambiente de Livre Contratação (ACL), ou com o crescimento da geração distribuída? Em outras palavras, os contratos de muito longo prazo criam um legado para a distribuidora caso o consumidor para quem o contrato foi comprado não mais exista para pagar seu custo. Ou seja, quem vai pagar a conta destes contratos legados, como são conhecidos, no longo prazo?

Para termos uma ideia do tamanho do problema, atualmente existem 48 GW médios de contratos no mercado regulado, o que representa 72% do consumo total de energia elétrica do Brasil projetado para 2021, valor coerente com a participação atual de 70% do consumo no mercado regulado neste total. Em 2030, considerando apenas os leilões de energia nova já realizados e sem considerar renovação dos contratos existentes, o montante de contratos já firmados no mercado regulado reduz apenas 2 GW médios, atingindo 46 GW médios. Considerando um crescimento anual de apenas 2,4% ao ano (a.a.), estes contratos ainda representarão 56% da demanda total do País. É isso mesmo: os consumidores de energia elétrica do final desta década ainda terão contratos legados para suprir mais da metade do consumo total do País. Se a participação do mercado livre aumentar dos atuais 30% para 50%, haverá uma sobra potencial de 12% de contratos no mercado regulado em 2030. Repetindo esta mesma análise para 2040, os contratos legados ainda possuem uma expressiva participação na demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN), atingindo 37% do total do consumo. Todos esses números consideram apenas a posição atual das distribuidoras, com contratos já assinados. A cada novo leilão de energia existente ou de energia nova, os legados para os consumidores regulados do futuro aumentam.

Portanto, precisamos falar sobre estes contratos legados e como equacionar o problema.

Como as distribuidoras gerenciam o risco de volume atualmente?

O desenho original do setor foi pensado de forma a proporcionar um portfólio de instrumentos regulatórios para as distribuidoras gerenciarem o risco de volume causado pela incerteza com relação ao crescimento da demanda.

O primeiro deles foi a separação dos contratos em energia existente e nova. Os primeiros possuem: (i) menor duração, entre 1 e 15 anos, o que permite que as distribuidoras decidam pela sua não renovação no caso de frustração no crescimento da demanda; (ii) cláusula de descontração de energia no caso de migração de consumidores para o mercado livre; e (iii) cláusula de redução de até 4% ao ano por

incerteza na demanda. Havia apenas uma restrição de obrigação de recontração de pelo menos 96% do montante contratado remanescente (após as eventuais reduções por migração ou por decisão da distribuidora) para incentivar que as distribuidoras não comprassem energia nova para substituir energia existente. Já os contratos de energia nova eram mais engessados: possuem entre 15 e 30 anos de duração e não possuem cláusula de redução contratual, sob a alegação de facilitar o project finance.

O segundo instrumento regulatório é o portfólio de leilões para as distribuidoras, composto de leilões de energia existente A-1 para recontratar energia com um ano de antecedência, e os leilões de energia nova A-3 e A-5 para contratar energia nova com três e cinco anos de antecedência. O terceiro e último instrumento regulatório é um hedge entre as distribuidoras: aquelas sobre contratadas doam energia para as subcontratadas, conhecido como Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

O primeiro importante aspecto deste desenho de mercado é que ele foi concebido sob a hipótese que o consumo de energia no mercado regulado é sempre crescente. De forma simplificada, podemos resumir a estratégia de contratação típica de uma distribuidora da seguinte forma: (i) considere que todo ano 96% da energia existente será recontratada; (ii) declare demanda para o leilão A-5 apostando em um crescimento baixo da economia; (iii) espere dois anos; se o mercado crescer mais, contrate energia adicional no leilão A-3; (iv) se o mercado não crescer como o esperado, descontrate 4% da energia existente.

Se houver redução da demanda, como ocorreu em 2015 e 2016, pela crise econômica, e no ano passado pela covid-19, estes instrumentos não são suficientes para gerenciar a sobra de contratos. Além disso, o mecanismo de troca de energia entre as distribuidoras não funciona quando a crise é sistêmica e todas estão sobre contratadas. Para dar mais flexibilidade às distribuidoras, em 2016 foi retirada a obrigação de recontratar pelo menos 96% da energia existente.

Após 15 anos desde o primeiro leilão de energia nova, realizado em dezembro de 2005, o volume total contratos de energia nova soma 25 GW médios, que representam 58% do consumo total. O leitor neste momento poderia argumentar que existem 42% de contratos de energia existente, que possuem flexibilidade contratual para gerenciar a migração para o mercado livre. Ocorre que houve uma série de mudanças na implementação destes instrumentos regulatórios e no marco legal que deixaram o portfólio de contratos das distribuidoras ainda mais engessado. São vários exemplos: a Medida Provisória (MP) 579, renovou as concessões das hidrelétricas no regime de cotas, que é um tipo de contrato que não possui as cláusulas de descontração da energia existente; a contratação de termelétricas na modalidade por disponibilidade como energia existente, que também não possuem cláusulas de descontração; e a ampliação dos leilões de energia nova para A-6 e A-7, aumentando a incerteza sobre o crescimento da demanda e resultando em maior contratação de energia nova.

O resultado é que os contratos de energia existente que possuem cláusula de descontração (contratos de energia existente na modalidade por quantidade) somam atualmente apenas 300 MW médios no portfólio das distribuidoras, o que é menos que 1% de seu volume contratual total atual. Estas distribuidoras possuem 22 GW médios de contratos existentes sem flexibilidade contratual, principalmente para a compra de energia de Itaipu, usinas nucleares e cotas de garantia física oriundas da MP 579.

E como miséria pouca é bobagem, além da incerteza no crescimento da demanda por razões econômicas, a demanda no mercado regulado passou a ser afetada pelo aumento no volume das migrações para o mercado livre e pelo crescimento da geração distribuída. Novamente, para dar mais flexibilidade às distribuidoras, o montante de sobre contratação que pode ser repassado para o consumidor aumentou de 3% para

5% em 2013, o que repassa custos da sobre contratação para os consumidores regulados, e foi criado um novo mecanismo que permite que as distribuidoras vendam o excedente de contratos ao mercado, conhecido como MVE. No entanto, este mecanismo não garante a recuperação dos custos dos contratos legados, uma vez que o excedente é vendido a preço de mercado, que possui grande chance de estar abaixo do preço dos contratos legados, cuja média atual está acima de R\$ 200/MWh.

Conclui-se, portanto, que os mecanismos atuais para o gerenciamento da incerteza de volume das distribuidoras não são suficientes. Com a abertura de mercado e o crescimento da geração distribuída - que não depende de abertura de mercado - o risco de sobre contratação é muito grande, produzindo um passivo para o acionista da distribuidora. Observe que a solução do mesmo é, a primeira vista, "cruel": aumentar o limite de sobre contratação alocando este custo no consumidor regulado remanescente, o que eleva a sua tarifa, tornando ainda mais atrativa a migração para o ACL e criando uma espiral da morte contratual para a distribuidora.

O primeiro passo da solução é estancar a contratação de novos legados

Antes de discutir a solução para o problema dos contratos legados é essencial o Brasil tomar rapidamente medidas para estancar o problema, proposta já discutida desde 2016. A cada novo leilão de energia nova A-6 realizado, com contratos de 30 anos, mais legados são deixados para os consumidores de 2050.

No entanto, surpreendentemente temos observado o movimento exatamente contrário: este ano deve ocorrer pela primeira vez leilões de energia existente onde os contratos serão de 15 anos, tornando o portfólio das distribuidoras ainda mais engessado. O argumento para aumentar o prazo dos contratos é que pela primeira vez novos geradores poderão competir nestes leilões de energia existente. A contestabilidade da energia existente pela nova é louvável, uma vez que pode ser mais econômico para o consumidor descomissionar usinas existentes ineficientes e substituir por novos projetos mais competitivos, como observado em muitos países. Como discutido inúmeras vezes desde 2017, não há problema que a energia nova participe dos leilões de energia existente, mas nas condições da energia existente. A energia existente participar nas condições da energia nova representa mais inflexibilidades no mix das distribuidoras e portanto mais legados para o setor.

Outra medida que deve ser tomada é a redução do prazo dos contratos de energia nova. O argumento da necessidade de estabilidade de fluxo de caixa para o financiamento já não é válido e um grande exemplo é o aumento do volume de projetos de geração dedicados ao mercado livre. Em nossa experiência internacional, já notamos comitês de créditos de alguns financiadores preocupados com a contratação de longo prazo nos setores elétricos e desafiando sua robustez ao risco de rompimento unilateral face à disrupção tecnológica, que permite ao consumidor cada vez mais ter acesso a uma energia mais barata.

No Brasil, o BNDES resolveu a financiabilidade com contratos de menor prazo no mercado livre estabelecendo condições específicas de financiamento, com a consideração de um preço de referência para o período em que o ativo está descontratado. Qual a razão para este racional não ser utilizado também nos leilões no mercado regulado? Cabe ressaltar, que a partir de 2017 o setor elétrico brasileiro passou a adotar leilões de energia existente com antecedência de três e quatro anos. Isso permite que a distribuidora contrate um novo gerador no leilão A-6 de 2021 por 5 anos (início de operação em 2027) e em 2024 realize outro leilão A-4 de energia existente para recontratar esta energia. Se houver a abertura do mercado, este gerador pode atender os consumidores do mercado livre, reduzindo o risco de sobre contratação das distribuidoras.

Por fim, é necessário que os novos contratos de energia nova tenham cláusulas de redução no caso de migração para o mercado livre. Isto permite compartilhar com o gerador o risco de mercado, que é algo natural em um ambiente de livre negociação, e considera que estes próprios geradores poderiam vender a energia para os consumidores no mercado livre, equilibrando assim os dois ambientes.

O segundo passo da solução é atacar o problema estrutural

A discussão sobre a alocação dos custos dos contratos legados passa pela identificação de quem são os "causadores" deste custo (que deveriam ser os responsáveis pelo seu pagamento) e de custo propriamente dito. Os "causadores" do custo são, em tese, os consumidores regulados para os quais a distribuidora compra seu fornecimento futuro. O custo dos contratos legados para a distribuidora é a diferença entre o preço do MWh definido no contrato original e o preço de mercado deste mesmo MWh multiplicado pelo montante de sobre contratação do mercado regulado causada pela migração destes consumidores para o mercado livre. Esta diferença pode ser positiva (custo), negativa (receita) e varia ao longo do tempo.

Inicialmente, é importante ressaltar que parte dos contratos legados continuarão suprindo aqueles consumidores que permanecerem no mercado regulado ou aqueles que temporariamente precisarem de um supridor devido a problemas com seu fornecedor no mercado. Portanto, mesmo que o setor elétrico opte por um desenho de mercado onde todos os consumidores são livres, parte dos contratos legados pode ser utilizada como suprimento de última instância. Este tema não é discutido aqui. Da mesma forma, a separação entre as atividades de comercialização e distribuição, fundamental e necessária para a implementação das propostas abaixo, também não é discutida.

As alternativas para o tratamento dos contratos legados envolvem uma discussão sobre a alocação desta diferença nos acionistas das distribuidoras, nos consumidores regulados, nos consumidores livres, nos geradores, ou em uma combinação destes diferentes atores. Uma solução menos convencional, porém, que já foi adotada em países europeus, é a alocação deste custo no Tesouro. Para o Brasil, sabe-se que esta última é uma solução muito difícil.

A alocação deste custo nos acionistas das distribuidoras, através da manutenção do limite de 5% para o repasse dos custos relacionados à sobre contratação, é claramente ineficiente, uma vez que, como visto, estes agentes não possuem instrumentos para gerenciar o seu portfólio de contratos. Adicionalmente, as distribuidoras não são remuneradas pela atividade (e seu risco) de comprar energia para seus clientes: sua remuneração é baseada apenas na atividade de investir, operar e manter os ativos da rede de distribuição.

Aumentar o limite de sobre contratação e repassar os custos para os consumidores regulados também não é eficiente. Se a migração para o mercado livre ocorre principalmente devido aos preços serem mais atrativos, alocar os custos dos legados nos próprios consumidores regulados aumentará a tarifa de energia, incentivando ainda mais a migração e alocando mais custo nos consumidores remanescentes.

A alocação destes custos somente nos geradores, através de uma repactuação dos contratos, os expando aos preços de mercado que, por definição, seriam menores que os preços originais, gera preocupação com a instabilidade jurídica do setor. Além do temor de judicializações, esta alternativa pode aumentar o custo de capital para investimentos no setor, resultando em aumento do preço da energia.

Outra solução também discutida no setor elétrico, proposta originalmente pela Consulta Pública 33 do Ministério de Minas e Energia (MME) em 2017, e que consta no projeto de lei da modernização do setor elétrico (PLS 232/2016, atual PLS 414/2021) é

a criação de um encargo setorial, que alocaria o custo dos legados entre todos os consumidores. Na Consulta Pública 33 a proposta permitia que o excesso residual de contratos das distribuidoras - depois de medidas para reduzi-lo, como redução das cotas, venda de excedentes, etc - fosse vendido ao mercado (pois este excesso possui valor e proporcionaria liquidez ao mercado), e que a diferença (positiva ou negativa) entre o preço de mercado e o preço original seja alocada a todos os consumidores através de um encargo de sobre contratação. Este encargo representaria o custo de transição para um ambiente liberalizado. Uma solução similar foi implementada pela Espanha em dezembro de 1996, para permitir a transição do país para um ambiente de mercado, garantindo parte da remuneração regulada dos geradores existentes. A diferença entre os preços de energia e a tarifa dos geradores era recuperada através o "encargo de transição para a competição" (Competition Transition Costs - CTC), cobrado dos consumidores.

Esta alternativa está alinhada com discussões regulatórias atuais sobre a necessidade de impor aos consumidores que migram para o mercado livre pelo menos parte dos custos de decisões tomadas no passado para suprir o seu consumo. A questão final é porque não cobrar estes custos apenas dos novos consumidores livres (consumidores regulados atuais que migrarem), em vez do mercado consumidor como um todo? Esta é uma escolha de desenho a ser feita pelos formuladores de políticas públicas.

Alocar este custo ao mercado total, como está no PLS 414/2021, divide a conta residual entre todos na impossibilidade da realocação do excesso de contratos no mercado. É de mais simples implementação e evita a arbitragem de muitos consumidores migrarem ao mesmo tempo antes do regulamento. A opção de alocar apenas nos novos consumidores pode tornar o benefício de sua migração inócuo (pois no total o consumidor vai pagar aproximadamente a mesma conta). Assim, a migração ocorreria apenas para o consumidor que está buscando um melhor serviço ou contratos customizados e, pela ótica de puramente de preço, seria interessante para o incremento de demanda (pois consumidor novo nasce sem pagar o encargo).

Portanto, não existe almoço grátis, mas acreditamos que após esgotados todos os mecanismos para a redução dos legados e a implementação do suprimento de última instância, o volume residual a ser alocado ao mercado pode ser gerenciável.

Uma última solução, mais trabalhosa e talvez traumática, poderia ser a condução de uma ampla discussão envolvendo todas as partes, passando pela repactuação de contratos, o que não significa quebra contratual. Mas esta, sem dúvidas, é a de mais complexa implementação.

Em resumo...

O tratamento dos custos legados ainda é um problema em aberto no Brasil e em outros mercados elétricos, e tem sido agravado com a disrupção tecnológica. Discutimos aqui, de forma não exaustiva, algumas opções de solução. Porém, independente da solução, o primeiro passo tem que ser dado rapidamente: temos que parar de contratar legados para os consumidores de 2050.

(1) Artigo publicado no Broadcast Energia. Disponível em:

<https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/876/37022174>. Acesso em 12 de março de 2021.