

## Considerações quanto à proposta de aprimoramento do setor elétrico

*GUIMARÃES, Lucas Noura de Moraes Rêgo. “Considerações quanto à proposta de aprimoramento do setor elétrico”. Brasil Energia. Rio de Janeiro, 24 de julho de 2017.*

Recentemente, foi aberta pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a Consulta Pública nº 33, de 5 de julho de 2017, que se propõe a submeter para discussão da sociedade aprimoramento do marco legal do setor elétrico, em continuidade à Consulta Pública nº 21, de 2016(1). A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE embasa a Consulta Pública e dela se depreende a intenção do governo em restabelecer, pela retomada do processo liberalizante interrompido nos últimos anos, a segurança jurídica – afetada pela judicialização do setor – e a confiança do investidor – abalada pela “regulação à canetadas”.

Embora não se possa falar em um novo “marco” do setor elétrico, a proposta é cirúrgica na medida em que altera importantes dispositivos legais e propõe mudanças substanciais em questões específicas. Apesar das boas intenções, a proposta é passível de crítica em alguns pontos, em especial quanto ao uso político – nenhuma novidade aqui – do resultado da descotização das usinas do grupo Eletrobras, já que parte do resultado de eventual leilão de privatização engordará os cofres públicos, em vez de ser completamente utilizado para sanar as dívidas da estatal e promover a saúde financeira setorial, bem como quanto à falta de clareza na financiabilidade da contratação de lastro – em separado da contratação da energia física – e às incertezas para os incentivos à geração distribuída.

O primeiro ponto abordado pela proposta lida com a figura do autoprodutor de energia. Como a figura da autoprodução carece de previsão legal detalhada, busca-se com a proposta suprir essa lacuna, inserindo o art. 14-A na Lei nº 9.074/96. Pela proposta, autoprodutor torna-se gênero da espécie consumidor livre, recebendo outorga para (auto)produção de eletricidade por sua conta e risco. A autoprodução remota, isto é, a separação geográfica entre autoprodução de energia e seu consumo, é permitida – a exemplo do que já ocorre na mini e microgeração de energia, regulamentadas pela Resolução Normativa Aneel nº 482/12 –, arcando o autoprodutor com eventuais diferenças de preços entre submercados. Sobre o consumo líquido(2) de unidades consumidoras do autoprodutor com carga mínima de 3 MW incidem encargos setoriais, sendo que para o cálculo do consumo líquido considerar-se-á a energia elétrica autoproduzida até o limite da garantia física ou da energia assegurada do empreendimento.

Importante é a inserção do art. 14-B, por meio do qual fica estabelecido que as outorgas para autoprodutores sejam em regime de produção independente de energia, de forma que a caracterização da energia autoproduzida se dê pela destinação da energia (consumo próprio ou comercialização) e não pelo tipo de outorga (autorização, concessão ou permissão). É possibilitado ao autoprodutor – e após a revogação do § 2º do art. 2º da Lei nº 12.783/11 – comercializar livremente a energia gerada, ressalvada a impossibilidade de utilizar a garantia física comercializada para abatimento de encargos setoriais.

Nesse sentido, pulveriza-se qualquer diferença regulatória existente entre o regime de produção independente de energia e a comercialização de energia por autoprodutor (à exceção da própria energia autoproduzida). Alteração há muito pleiteada por certos agentes do setor diz respeito à redução dos limites para acesso ao mercado livre. A proposta prevê a abertura (progressiva[3]) do mercado até 2028 para consumidores de alta e média tensão (Grupo A), alcançando seu limite inferior de 75 kW de demanda. Com isso, expande-se o número de consumidores autorizados a escolher seu supridor de eletricidade. O segmento de baixa tensão – onde se localiza a classe residencial – foi excluído da proposta, em razão da falta de informações quanto ao benefício em incluí-lo na abertura do mercado(2). Entendido como a parcela do consumo total não atendida pela energia fisicamente autoproduzida. A energia autoproduzida está livre do pagamento de encargos setoriais.

Uma medida ainda pouco clara diz respeito à separação entre a contratação de confiabilidade de suprimento, isto é, contratação de lastro, da gerência descentralizada do risco de mercado – a contratação da energia –, que é um bem privado e poderia ser feita por meio da gestão individual de cada agente. As alterações partem da premissa de que o modelo atual envia sinais distorcidos na alocação de custos para a expansão do sistema, uma vez que o mercado livre, ao depender apenas das sobras exportadas pelo ambiente regulado ou das parcelas remanescentes da garantia física de empreendimentos novos não contratada nos leilões regulados, acaba por não contribuir para a expansão do sistema, fazendo com que os custos advindos de tal expansão recaiam apenas para os consumidores do ambiente regulado.

Contudo, a obtenção de empréstimos para *project finance* junto a bancos depende, em grande parte, da apresentação de garantias – como os CCEARs, para o BNDES, por exemplo. Não está claro se a mera apresentação de lastro junto a instituições financeiras será suficiente para a obtenção de empréstimo com taxas de juros reduzidas e condições de pagamento favoráveis. Caso a separação entre lastro e energia seja traduzida em risco e incerteza pelas instituições financeiras, há aumento da taxa de juros, com possível repercussão na tarifa a ser cobrada.

A proposta insere previsões legais facultando o MME a reduzir a obrigação de contratação da totalidade da carga, tanto no ambiente regulado como no ambiente livre. Além disso, prevê-se a possibilidade de leilões para contratação de lastro de geração, remunerado via encargo tarifário – mais um – a ser rateado entre todos os consumidores do SIN. Por consequência, vedam-se novas contratações de energia de reserva, tão logo a contratação de lastro seja implementada. A matéria depende, contudo, de regulamentação infralegal.

Quanto à redução dos chamados custos de transação, busca-se instituir a figura da “centralizadora de contratos” – atribuição possivelmente alocada à CCEE –, por meio da qual atuará a centralizadora como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede de transmissão, liquidando os contratos daí decorrentes, bem como nos CCEARs, quando a centralizadora poderá representar as distribuidoras nos pagamentos das “energias compulsórias”(4). Requisito para a instituição da centralizadora reside na efetiva redução de custos sistêmicos (incluídos os custos incorridos pela centralizadora de contratos com contratação, representação e gestão). Com isso, permitem-se, em tese, compensações mais instantâneas de posições contratuais das quantidades demandadas pelas distribuidoras.

Com relação à formação de preço, almeja a proposta introduzir uma série de mudanças relevantes, dotando o arcabouço jurídico-institucional vigente de maior flexibilidade. Nesse sentido, permite-se que o despacho se dê por oferta de preços; que se contratem serviços ancilares via mecanismo competitivo; que seja possível aportar diariamente garantias financeiras para liquidação das posições contratuais, diminuindo o risco de inadimplência.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), espécie de “seguro” que vem progressivamente perdendo aderência a sua capacidade de mitigar o risco hidrológico em razão de uma série de fatores **(5)**, tornar-se-ia eventual, e não mais obrigatório, como disposto legalmente.

No âmbito da geração distribuída – setor que vem crescendo no Brasil e, por suas vantagens, deve receber incentivos para seu florescimento – há uma sinalização dúbia com relação às mudanças propostas. Por um lado, enquanto o estabelecimento, até 2020, de tarifas horárias, favorece o uso consciente da eletricidade e convida o consumidor, por meio de medidores inteligentes, a gerir autonomamente seu consumo (*demand response management*), possibilitando, ao fim, a flexibilização da demanda e maior aderência à flutuação da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis – eólica e solar, em especial –, por outro se prevê o estabelecimento da tarifa binômia, verdadeiro desincentivo aos que buscam gerar sua própria eletricidade.

Pela tarifa binômia, já aplicada aos consumidores industriais, há uma separação entre o pagamento pelo consumo de energia e o pagamento pelo uso da rede (potência). A lógica por trás da tarifa binômia reside na máxima “quem usa mais a rede, paga mais por ela”. Nesse sentido, mini e microgeradores, por não apenas consumirem eletricidade, mas também por injetarem energia na rede, fariam uso mais intensivo da rede e, desta forma, deveriam ser cobrados por isso. Além disso, argumenta-se que, em não sendo assim, haveria ônus excessivo para os consumidores que não fazem uso da mini ou microgeração.

De forma a compensar o estabelecimento da tarifa binômia, mantendo a “migração” para a geração distribuída economicamente interessante aos consumidores, prevê-se pela proposta do MME o uso de sinal locacional**(6)** também**(7)** para a definição das tarifas de uso do sistema de distribuição (Tusd). Ainda, devem-se considerar eventuais benefícios da geração de eletricidade próxima da carga.

Em vista do compromisso assumido no Acordo de Paris para redução das emissões dos gases do efeito-estufa, em razão da crescente perda de proeminência dos reservatórios hidrelétricos, aliados à necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira, é de fundamental importância que se mantenham os incentivos às fontes renováveis de energia, aí incluída a geração distribuída. Daí a necessidade de compatibilizar medidas de equilíbrio tarifário entre consumidores – como o estabelecimento da tarifa binômia – com incentivos ao setor – tarifa horária e sinal locacional.

Ainda no tema da sustentabilidade, mostra-se tímida a proposta, abarcando a questão apenas ao fixar a obrigação da União em investir parte do que arrecadaria na privatização de usinas hidrelétricas localizadas na Bacia do rio São Francisco em projetos de revitalização. O benefício que as fontes renováveis trazem para o meio ambiente, por meio da redução das emissões de CO<sub>2</sub>, por exemplo, não foi explorado na proposta, que optou por não estabelecer benefícios e/ou subsídios por fonte de energia.

Quanto aos subsídios às fontes incentivadas (PCHs e renováveis, em síntese), está prevista a substituição dos descontos nas Tust e Tusd – atualmente distorcidos**(8)** – pelo pagamento de um prêmio de incentivo, fixado em R\$/MWh, associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado. Para os empreendimentos já outorgados, os descontos valem até o fim do prazo da outorga vigente, sendo facultada a adesão ao novo modelo de prêmio, desde que abdicuem do gozo da sistemática vigente. Os descontos nas Tust e Tusd serão aplicados apenas para os empreendimentos outorgados até o fim de 2017, sendo que o prêmio de incentivo perdurará ou até o fim do prazo da outorga, para as outorgas atuais, ou até 2030 para as novas outorgas, independentemente da data de entrada em operação comercial.

Penúltimo ponto relevante da proposta diz respeito à descotização, via privatização, das usinas que entraram no regime de cotas(9) de garantia física e de potência adotado pela Lei nº 12.783/13. Pelas alterações legais do MME, permite-se a privatização destas usinas, com a sua necessária alteração de regime para produção independente (hoje é facultativo).

A intenção política, em tese, consiste em sanar a gestão do sistema Eletrobras, buscando equacionar as despesas por meio de desinvestimento, isto é, venda de ativos. Contudo, o saneamento será apenas parcial, pois se utiliza da privatização para equacionar as finanças públicas, valendo-se de fonte extremamente barata de energia, uma vez que o ativo já se encontra amortizado.

A divisão do resultado obtido na venda das usinas seria assim rateada: um terço abasteceria a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE[10]) e outros dois terços do benefício econômico oriundo das privatizações ficaria com a União, na forma de uma bonificação de outorga, paga mensalmente. Nas privatizações de transmissão e distribuição, a totalidade do benefício econômico ficaria com a União. Para o caso da venda de ativos das estatais, realizada até dezembro de 2019, apenas um terço do benefício econômico ficaria com a União, o que, na prática, implica aumento do valor capturado pelos controladores da empresa privatizada.

Última questão lida com a necessária desjudicialização do setor, embora não ataque todos os casos judicializados – como, por exemplo, as ações milionárias movidas por agentes e associações do setor visando o não pagamento da CDE.

O artifício utilizado na proposta consiste em estipular a renúncia à ação judicial em curso como requisito para recebimento de recursos judicializados. Desta forma, recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) podem ser destinados ao pagamento de componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida em 2012. No mesmo sentido, mediante desistência de ações judiciais permite-se o parcelamento de débitos pendentes referentes ao pagamento das cotas da CDE e dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS[11]).

Ainda, é permitida a repactuação do risco hidrológico dos geradores integrantes do MRE(12), desde que (i) haja desistência de ação judicial, até o fim de outubro de 2017, ficando dispensados os honorários advocatícios, bem como a renúncia a qualquer alegação de direito sobre a qual se funde a ação(13); e desde que (ii) a repactuação se dê antes da definição, pela Aneel, da valoração, do montante elegível e das condições de pagamento do custo do deslocamento da geração hidrelétrica. O valor apurado, decorrente da repactuação, será ressarcido ao gerador em forma de extensão de prazo da outorga vigente, limitado a quinze anos.

Em síntese, a proposta do MME não se resume a mera tentativa de (re)organização setorial – a despeito do desarranjo causado pela MP nº 579/12(14) e como deixa transparecer as medidas para desjudicialização do setor –, mas oferece correção de rumo político-ideológica – ainda que escorada em plausíveis argumentos técnicos e econômicos – em direção a um setor elétrico mais liberalizado, na medida em que oferece privatizações, amplia o mercado livre, flexibiliza mecanismos de comando-e-controle estatais. Por outro lado, teria sido oportuno promover um maior incentivo às fontes renováveis, mirando na diversificação da matriz elétrica e nos compromissos de sustentabilidade assumidos pelo Brasil no contexto internacional. Restará aguardar as contribuições à Consulta Pública e a versão consolidada, para saber se as medidas propostas trarão os efeitos esperados.

**Lucas Noura de Moraes Rêgo Guimarães é Doutor em Direito pela Universidade Livre de Berlim, advogado pelo Vieira Rezende Advogados**

-----  
(1) Na CP 21/16 as contribuições apontaram para a “necessidade de equacionar adequadamente a alocação de riscos e custos associados à expansão do sistema, para garantia da segurança do abastecimento eletroenergético, e também de mitigar as incertezas associadas ao processo de ampliação do mercado livre, com respeito aos contratos vigentes, evitando, em qualquer hipótese, medidas unilaterais que alterem compulsoriamente relações já pactuadas”.

(2) Entendido como a parcela do consumo total não atendida pela energia fisicamente autoproduzida. A energia autoproduzida está livre do pagamento de encargos setoriais.

(3) A partir de 2020, o requisito mínimo de carga reduz-se a 1.000 kW; a partir de 2022, a 500 kW; a partir de 2024, a 400 kW; e a partir de 2028, a 75 kW.

(4) Energia elétrica proveniente das cotas de garantia física de energia e potência (usinas cotizadas conforme Lei nº 12.783/13); das cotas de Angra 1 e 2; e das cotas de Itaipu.

(5) Uso elevado da Energia de Reserva, despachos fora da ordem de mérito, alta sazonalidade das usinas a fio d’água, judicialização do GSF.

(6) Estabelecimento de maiores encargos para quem mais onera o sistema.

(7) Atualmente o uso do sinal locacional presta-se apenas à definição das tarifas de uso do sistema de transmissão (Tust).

(8) Atualmente, a Lei nº 9.427/96 prevê descontos nas Tust e TUSD, a depender da fonte de geração. Esse desconto incide na produção e no consumo. Da forma como está colocado, o regramento estimula os agentes a buscarem negócios que maximizem o desconto no fio. Assim, os vendedores de energia incentivada acabam se distanciando de consumidores que pagam pouco fio, pois esses consumidores possuem menos renda a ser extraída em função do desconto. Como consequência, os negócios e descontos se concentram em consumidores de baixa tensão, nos quais a despesa com fio é mais significativa. Por outro lado, esse desconto no fio se torna despesa da CDE.

(9) Espécie de energia compulsória alocada pelo custo com operação e manutenção e com risco hidrológico no consumidor, comprada pelas distribuidoras.

(10) Além desta nova fonte de recurso, a proposta acrescenta nova destinação para a CDE, para pagamento do prêmio de incentivo acima mencionado.

(11) Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no SIN são denominados ESS. Os ESS são pagos, pelos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo, apenas aos geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do ONS para geração fora da ordem de mérito de custo.

(12) Como se sabe, muitos geradores buscaram judicialmente, via obtenção de liminares, a compensação pelo deslocamento hidrológico causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM). Em síntese, em um período de poucas chuvas, e para preservar os níveis dos reservatórios, tiveram de gerar menos energia que o contratado, sendo impelidos a honrar suas posições contratuais no mercado de curto prazo. De forma a evitar prejuízos, diversos agentes buscaram a justiça para, por meio de liminares, não liquidarem suas posições contratuais.

(13) Para tanto, basta o protocolo de requerimento de extinção do processo com resolução do mérito.

(14) Depois convertida na Lei n° 12.783/13.