

Contribuição à Consulta Pública nº 61, de 2018, que trata da alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, e de Portaria de diretrizes para leilão de potência associada à energia de reserva

Tiago de Barros Correia, Economista

Bruna de Barros Correia, Advogada

Paulo de Barros Correia, Engenheiro Eletricista

1. Contextualização

A característica mais marcante dos mercados de serviços de eletricidade é a contínua e permanente necessidade de se manter um perfeito balanço entre a oferta e a carga por energia elétrica. No entanto, tanto a disponibilidade de geração quanto o consumo por eletricidade observam sazonalidades não coincidentes, além de serem fortemente impactados por variáveis estocásticas não perfeitamente correlacionadas, como a temperatura, a insolação, os regimes de ventos e de chuva. Sendo assim, apesar da ocorrência de alguma complementaridade entre as diferentes sazonalidades observadas, apenas a sorte asseguraria a equivalência necessária entre oferta e demanda.

Por essa razão, existe um conjunto de atributos, como reserva de capacidade, tanto em termos de potência quanto de energia, que precisam estar fisicamente presentes no sistema elétrico. A reserva de capacidade provida por geradores termelétricos, mais especificamente, por oferecem maior independência relativa às variáveis climáticas, tem sido considerada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como necessárias para assegurar a segurança e a estabilidade do balanço entre carga e oferta de energia elétrica no curto prazo.

A própria oferta de capacidade termelétrica, todavia, quando olhada mais de perto, pode ser suprida por diversas soluções tecnológicas que traduzem um *trade-off* entre custos fixos e variáveis, além de maior ou menor flexibilidade operativa. É possível, por exemplo dispor de geração termelétrica a partir de turbinas aeroderivadas com grande flexibilidade e uma relação entre custos fixos e variáveis em que os primeiros são menos significativos do que os segundos. Por outro lado, a geração termelétrica a partir de usinas convencionais de ciclo fechado ou combinado oferecem uma flexibilidade um pouco menor e uma relação inversa na significância dos custos fixos e variáveis.

Tais opções tecnológicas, entretanto, não configuram um dilema impondo a escolha da tecnologia mais indicada para atuar na ponta e na base da geração, como aparentemente se pode deduzir do fato de que a minuta de portaria disponibilizada pelo MME no âmbito da Consulta Pública nº 61 propor a inabilitação de empreendimentos cuja a inflexibilidade operativa anual seja superior a zero. A EPE, por meio da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-054/2018-r2, que também compõe a documentação disponibilizada pela referida Consulta Pública, defende que é necessária a contratação de termelétricas com baixo custo fixo e flexibilidade operativa plena, sugerindo a predominância da opção por usinas termelétricas em ciclo aberto.

De fato, o referido dilema não existe. Primeiro o que se deseja contratar é um serviço que será desempenhado por meio da inclusão de nova capacidade em um sistema já existente, o que significa que seu desempenho será afetado pelos atributos das demais usinas, existentes ou a serem contratadas no mesmo leilão. Não há razão para que cada nova usina seja capaz de complementar a curva de demanda residual sem considerar os demais geradores do sistema. Na verdade, a nova reserva de capacidade pode ser despachada na carga, alta, média ou baixa, a depender da variabilidade do Custo Marginal de Operação (CMO) e da disponibilidade eólica ou solar, por exemplo. Além disso, uma entrada e saída muito frequente de geração termelétrica é ineficiente do ponto de vista energético e aumenta significativamente o desgaste das máquinas, de modo que se pode esperar que o despacho real privilegie ajustes rápidos com base em hidrelétricas, mesmo que implique a manutenção de um maior despacho termelétrico para assegurar capacidade de manobra nas redes de transmissão.

Assim, a complementação termelétrica deve ser examinada como um *hedging* para cobrir a eventual redução da oferta de energia, particularmente, das fontes renováveis face à carga do sistema. E, conseqüentemente, deve ser precificada como um prêmio de risco. E aqui vale a máxima: maior a compreensão do risco incorrido, menor o prêmio necessário para cobri-lo. Logo, existe ampla oportunidade para redução do prêmio de risco vinculado ao despacho termelétrico no caso da identificação antecipada dos blocos de energia (carga \times duração) que conformam a curva de duração residual a ser atendida pelas termelétricas. A curva de duração residual é obtida subtraindo-se da curva de duração a contribuição das demais fontes.

A estratégia de se contratar a geração termelétrica totalmente flexível traduz um comportamento exacerbado de aversão ao risco. A segurança ilusória de buscar um *hedging* completo, cobrindo todas as eventualidades, conduz necessariamente a um prêmio de risco mais elevado do que o necessário. A leniência na compreensão dos riscos que de fato devem ser cobertos pela geração termelétrica custa caro, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. Aprimorar as alternativas para gerenciá-los é tarefa relevante e oportuna.

Nesse sentido, cabe destacar que a condição operativa do sistema tem se modificado acentuadamente nas últimas duas décadas. Restrições ambientais e limitações na disponibilidade de aproveitamentos realizáveis contribuíram para o decréscimo da participação relativa da geração hidrelétrica. A matriz elétrica foi se diversificando com ampliação da parcela das outras fontes renováveis, tais como energia eólica, biomassa e solar. Concomitantemente, a ocorrência de cenários hidrológicos desfavoráveis, quando não severos, tem requerido uma complementação termelétrica mais frequente e duradoura. E nestas circunstâncias, a contratação unicamente de geração termelétrica totalmente flexíveis por disponibilidade (em que todo o risco é precificado pelo gerador) pode não ser a alternativa mais apropriada, por admitir um nível de incerteza do comprador expressivamente superior ao real, como se nada fosse conhecido quanto à ocasião e a duração da complementação termelétrica requerida.

A análise da realização da referida complementação ao longo da última década sugere algum padrão exibido na curva de carga residual e na sua sazonalidade. A primeira indicando os blocos de energia (carga \times duração) requeridos, a segunda apontando ocasiões

quando a necessidade de complementação é mais premente. Aqui uma observação é oportuna. Enquanto a natureza contribui decisivamente para conformar os blocos de energia produzíveis pelas fontes renováveis, no caso da geração termelétrica o decisor tem possibilidades ampliadas para defini-los, tanto em termos de carga quanto de duração.

Antever a curva de carga residual a ser complementada pelo despacho termelétrico já reduz significativamente a incerteza futura. A estruturação de leilões por quantidade para termelétricas, cujos produtos fossem blocos de energia com carga e duração especificados, permite uma seleção mais eficiente de tecnologias de geração, em relação ao *trade-off* dos custos fixos e variáveis, e também uma mitigação dos riscos inerentes a contratação dos combustíveis, especialmente se quisermos viabilizar a contratação de gás natural, sem necessariamente reduzir a flexibilidade de despacho operativa. As incertezas quanto ao momento de despacho e quanto à quantidade de blocos de energia a ser requerida não são idênticas.

Assim, tal abordagem instrui mais apropriadamente a seleção das tecnologias de geração termelétrica em função da duração de cada bloco da curva de duração residual. As curvas de triagem, não apenas indicariam termelétricas aeroderivadas para os blocos de curta duração e ciclos fechados convencionais ou combinados para blocos de longa duração, como apontariam zonas de indiferença. Não menos relevante, a antevisão da duração dos blocos de energia contratados e das tecnologias selecionadas permite uma negociação antecipada mais informada do combustível requerido, o que é crucial no caso do gás natural.

2. Contribuições as questões formuladas na Nota Técnica nº 3/2018/AEREG/SE

Questão 1: Quais aspectos e critérios objetivos devem ser levados em conta na indicação de necessidade de potência para o SIN? E por submercado?

Um critério objetivo para identificar a quantidade de potência requerida pelo SIN seria a conjugação, para cada submercado, da curva de duração residual (carga \times duração) com as curvas de triagem (custo \times duração) associada às diferentes opções tecnológicas de despacho termelétrico. Tal abordagem permite identificar os blocos de energia com maior ou menor probabilidade de despacho, selecionar a tecnologia e a modalidade de contrato (disponibilidade ou quantidade) mais indicada para cada bloco e especificar apropriadamente os contratos de aquisição da fonte primária de energia, por exemplo, contratos de gás natural definidos em termos de volume (vazão \times duração).

Questões 2 e 6: Qual o modelo mais adequado de contratação de potência no SIN? E por submercado? Qual a melhor forma de contratar potência, associada à energia de reserva ou associada à energia contratada no Ambiente de Contratação regulada – ACR pelos agentes de distribuição? E por submercado?

Potência e energia elétricas são indissociáveis, na medida em que a potência é uma grandeza instantânea e a energia pode ser entendida com o somatório das realizações de potência em um intervalo de tempo. Por essa razão, os primeiros desenhos regulatórios de mercados de eletricidade adotaram o pressuposto de um mercado baseado unicamente em energia seria suficiente para prover a potência e os demais atributos necessários para manter a qualidade (frequência e tensão) e a segurança do suprimento de eletricidade. Na prática, os mercados baseados em energia se mostraram pouco capazes de assegurar a adequação do

balanço entre oferta e demanda e, muito embora, exista forte debate sobre as razões dessa fragilidade, tem se consolidado um consenso sobre a necessidade de mercados para reserva de capacidade, cujo objetivo é contratar a potência necessária para a operação do sistema elétrico que não foi previamente adquirida pelos mercados de energia. Assim, existe uma hierarquia temporal a ser observada, cabendo ao mercado de reserva de capacidade uma função complementar que deve ser desempenhada somente quando a totalidade da potência (e eventualmente demais atributos necessários para a estabilidade da rede) não forem adquiridos por meio da contratação de energia.

Questão 3: Para contratação de potência no SIN é condição necessária e suficiente a separação entre lastro e energia prevista na conclusão da Consulta Pública nº 33, de 2017?

Pelo exposto acima, não há a necessidade de separação formal entre lastro e energia ou de imputações *ex-ante* de atributos para as diferentes fontes de geração, como aventado na Consulta Pública nº 33, de 2017. Relevante é que o Operador Nacional dos Sistemas Elétricos (ONS) disponha de metodologia transparente para avaliar a adequabilidade dos atributos do sistema em cada região geoeletrica e disponha dos instrumentos para comandar ajustes de potência tanto no lado da oferta, quanto no lado da demanda. Para tanto, é conveniente a existência de um mercado específico para a contratação de reserva de capacidade. Nesse sentido, a separação entre lastro e energia pode ser entendida como um facilitador, especialmente na redução de custos de transações.

Questão 4: É possível contratar energia nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, e obter o benefício da potência associada à energia? E por submercado? Como deve se dar a alocação de necessidade de potência (demanda de energia) por submercado?

Sim. Vale destacar que a Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.163, ambos de 2004, que regulamentam a comercialização de energia elétrica, estabelecem a possibilidade de contratação de reserva de capacidade de geração, determinam que as regras de comercialização prevejam o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive o serviço ancilar de reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e de sua capacidade de partida autônoma e preveem a possibilidade de contratação de energia elétrica pelas modalidades por quantidade e por disponibilidade.

Com isso, existem os elementos jurídicos necessários para a existência de contratos de energia com potência associada (modalidade por quantidade), de contratos de potência com energia associada (modalidade por disponibilidade), tanto nos mercados de energia (Ambiente de Contratação Livre – ACL e Ambiente de Contratação Regulada – ACR), quanto no mercado de energia de reserva, além do mercado para serviços ancilares. Os elementos jurídicos existem. Vale notar, porém, que especificidades devem ser previstas para cada contrato, a depender da modalidade, ambiente e mercado, a fim de garantir a devida exequibilidade dos direitos e obrigações que derivam da contratação.

Questão 5: Para obter o benefício de potência associada à energia contratada quais atributos devem ser levados em conta na contratação (e.g. despachabilidade, inércia, flexibilidade, tempo de resposta, rampa de tomada de carga, restrições de intercâmbio, capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração, pontos de entrega de gás

natural considerando informações relativas às capacidades passíveis de serem utilizadas para atendimento de demanda termelétrica, etc.)? E por submercado?

Com base na análise das curvas de duração residual (carga × duração) e de triagem (custo × duração), o ONS poderá determinar, para cada região geoeletrica, quais os atributos necessários para a operação do sistema que, por sua vez, deverão ser refletidos contratualmente na forma de obrigações assessorias nos contratos por quantidade ou por disponibilidade, conforme a maior ou menor certeza sobre a duração agregada dos despachos esperados. Destaca-se apenas que não existe razão para que tais contratos sejam específicos para fontes energéticas, tipos de usinas ou mesmo para o lado da oferta, uma vez que um portfólio de diferentes fontes energéticas e de alternativas de balanço com base em resposta da demanda podem se revelar alternativas mais eficazes ou de menor custo, ainda que tal característica possa trazer alguns desafios jurídicos. Isso porque quanto mais específico for o objeto do contrato, menos complexa será a definição das partes contratadas e das obrigações (principais e acessórias) cabíveis a cada uma das partes e, eventualmente, a terceiros.

Questões 9, 10 e 11: É possível contratar potência associada à energia existente no ACR? E energia nova? E por submercado? Quais são as vantagens e desvantagens?

Adicionalmente, é importante notar que, nos termos do art. 11 do Decreto nº 5.163, de 2004, existe uma separação para fins de contratação de energia elétrica por meio de leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) entre empreendimentos novos e existentes. Entendendo-se como empreendimento novo de geração aqueles que, até a data de publicação do respectivo edital de leilão, não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização, ou sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada. A motivação da distinção entre energia nova e existente decorria da percepção de que se poderia obter preços menores na contratação de empreendimentos cujos investimentos fixos já estivessem amortizados.

Já o Decreto nº 6.353, de 2008, que regulamenta a contratação de energia de reserva, estabelece que a referida modalidade de contratação é exclusiva para empreendimentos que não entraram em operação comercial. Nesse caso, a restrição de participação de empreendimentos existentes (em operação) decorre do fato de que a modalidade de reserva a ser contratada buscava enfrentar um deficit de lastro físico real frente ao lastro de garantia física outorgado às usinas em operação, como bem apontado na própria Nota Técnica nº 3/2018/AEREG/SE. Caso o objetivo seja a contratação de reserva de capacidade *stricto sensu*, pode fazer algum sentido adotar uma separação no ambiente de contratação, para tentar reduzir o custo a ser pago pelos consumidores, a exemplo daquela prevista no Decreto nº 5.163, de 2004, mas não parece adequado simplesmente impedir que a potência e demais atributos das usinas existentes, e cujos contratos anteriores tenham expirado, participem do mercado de reserva de capacidade. Caso as usinas sejam existentes e estejam contratadas no ACR ou no Ambiente de Contratação Livre, eventuais serviços ancilares ainda poderiam ser adquiridos conforme termos das regras de comercialização.

Questão 7: Considerando a contratação de potência associada à energia de reserva e o universo de pagantes do encargo de energia de reserva nos termos da Lei nº 10.848, de 2004, qual seja, o conjunto dos agentes de consumo, quais são os custos, benefícios e eventuais riscos de regulamentação desta modalidade de contratação? E por submercado?

A principal razão para o desenvolvimento de um mercado de capacidade de reserva é a necessidade de assegurar a segurança do suprimento de energia elétrica especialmente diante dos cenários de elevação de participação de fontes energéticas estocásticas e com baixo custo variável, que aumenta a probabilidade de necessidade de reserva ao mesmo tempo em que deprime o custo marginal da operação, reduzindo os sinais econômicos para a contratação da referida reserva. Por outro lado, considerando a digitalização e automação dos elementos de rede, a maior capacidade de resposta da demanda e o surgimento de opções comerciais de armazenamento de energia em baterias, é possível que o mercado de reserva de capacidade seja um importante instrumento para a redução do custo de operação. O aumento do custo com o Encargo de Energia de Reserva poderia ser mais do que compensado pela redução do Encargo de Serviço do Sistema, que hoje remunera o mercado de serviços ancilares e, principalmente, a geração de usinas fora da ordem de mérito de custo.

Para tanto, é importante que o governo não adote *ex-ante* premissas muito fortes que venham a inibir a contratação de diferentes tecnologias de geração ou de resposta da demanda. É importante que haja uma boa representação dos atributos desejados em cada contrato e região geoeletrica, mas é provável que as soluções ótimas sejam distintas em cada caso, submercado ou momento de contratação. Assim, pode ser temerário, por exemplo, alijar da competição as usinas com ciclo combinado ou a necessidade de despacho antecipado. Especialmente, pelo fato de que é possível combinar contrato de *take-or-pay* de combustível com *take-or-pay* (contrato por quantidade) de geração sem perda significativa de flexibilidade operativa – a depender do cenário traçado pela curva de duração residual. Seria possível, inclusive, que as cláusulas de quantidade de energia tivessem horizontes plurianuais, para reduzir o custo de arrependimento do comprador. Outras pequenas adequações também poderiam ser tentadas para reduzir os riscos de ambas as partes, como no caso do cálculo do Custo Variável Unitário (CVU) das usinas termelétricas que poderia ter a granularidade reduzida de um mês para uma semana.

Questões 8, 12 e 13: Considerando a contratação de potência associada à energia de reserva, como deve ser definida a necessidade de contratação no leilão de potência associada à energia de reserva? E por submercado? Considerando a contratação de potência associada à energia, existente ou nova, no ACR, como deve ser estabelecida a demanda no certame? Como atender à necessidade de potência indicada nos estudos de planejamento caso a demanda declarada pelos agentes de distribuição seja insuficiente para contratação de potência total? Considerando a contratação de potência associada à energia no ACR, por submercado, como deve se dar a declaração de necessidade pelos agentes de distribuição? Deve contemplar todos os agentes de distribuição do SIN ou somente aqueles do submercado para o qual se pretende contratar potência associada à energia?

A relação básica entre energia e potência, representada na curva de carga (sistema ou subsistema), é frequentemente sintetizada, com alguma redução de informação, na curva de duração, a qual indica a carga (MW) como uma função da duração (h). Então a energia (MWh) corresponde à área abaixo da curva de duração e pode ser vista como a integral de Lebesgue da curva de carga. Esta área, por sua vez, pode ser conformada em blocos de energia (carga x duração). Isso conduz à questão de como estimar a curva de duração futura (sistema ou subsistema). Aqui existem duas possibilidades: 1) as distribuidoras informam

suas curvas de duração, ou apenas potência e energia; 2) as distribuidoras continuam informando apenas energia, com a potência sendo estimada pelo ONS ou EPE, baseando-se nas curvas de duração observadas.

Da curva de duração (sistema ou subsistema) deve-se passar à curva de duração residual a ser atendida pela complementação termelétrica, que pode ser obtida subtraindo-se da curva de duração a contribuição das demais fontes. Assinale-se que a curva de duração residual será uma função estocástica, pois depende da realização futura da geração das fontes renováveis. Adicionalmente, deve-se explorar a possibilidade de intercâmbios de potência e energia nas estimativas para subsistemas. Tratando-se de uma função estocástica, as curvas de duração residuais podem ser estimadas com diversas probabilidades de ocorrência através de simulações de cenários hidrológico, regimes de ventos e de insolação. O conceito de *Value at Risk (VaR)* permite identificar a curva de duração (sistema ou subsistema) para um determinado nível de risco. E a curva de duração residual assim determinada é a informação crucial para definir as necessidades de contratação para potência e energia.

Porém a curva de duração residual revela mais informação do que apenas a necessidade complementar de potência e energia. Ela também informa a duração correspondente aos blocos de energia para carga de ponta, média e base. Isto sendo fundamental para a seleção das tecnologias de geração termelétrica mais eficientes para cada caso. Além de melhor instruir a contratação de combustível, que também seriam expresso em termos de bloco (vazão \times duração).

Usar a curva de duração residual para contratar potência e energia proveniente de complementação termelétrica oferece uma solução direta e simples para conciliação dos respectivos montantes. Cada bloco da curva de duração residual especifica um montante de energia: carga \times duração. Isto permite definir para cada certame diversos produtos, cada qual com duração especificada. Os proponentes geradores disputam a carga de cada produto, conhecendo antecipadamente sua duração. Isto lhes possibilita selecionar com eficiência a tecnologia de geração termelétrica mais competitiva para cada produto. Instituído-se este procedimento, uma vez atendida a carga (potência) de cada bloco, também estaria atendido, por construção, o montante de energia correspondente ao bloco. Sob o aspecto jurídico, usar a curva de duração residual para contratar potência e energia proveniente de complementação termelétrica também oferece uma solução mais direta quanto à definição do objeto contratual, dos sujeitos do contrato e das obrigações a eles atreladas, o que aumenta a perspectiva de exequibilidade do contrato e, conseqüentemente, a segurança jurídica das obrigações que dele derivam.

3. Conclusão

O acompanhamento das discussões no âmbito do setor elétrico ensejam a relevância e oportunidade de aperfeiçoamento do seu arcabouço regulatório. O decréscimo relativo da geração hidrelétrica com reservatório de regulação e o concomitante acréscimo relativo da geração eólica e solar ampliam a necessidade de complementação térmica, tanto em termos de potência quanto de energia. Aqui três problemas devem ser evitados: 1) operar por *longos* períodos termelétricas de *baixo custo fixo e elevado custo variável*; 2) operar por *curtos* períodos termelétricas de *elevado custo fixo e baixo custo variável*; 3) intensificar, ainda mais, a judicialização no âmbito do SEB em razão da eventual inexecutabilidade de

contratos. O exame conjugado das curvas de duração residual e de triagem contribuem expressivamente para: 1) quantificar a complementação termelétrica em termos de potência e energia; 2) identificar os produtos procurados nos leilões; 3) selecionar as tecnologias termelétricas mais eficientes economicamente; 4) conciliar os requisitos contratados de energia e potência; 5) conciliar a venda de energia elétrica com a compra de combustível; 6) trazer maior exequibilidade e segurança jurídica para os contratos de potência e energia proveniente de complementação termelétrica. Tudo de forma muito clara e simples.