

Contribuição para a Consulta Pública MME nº 61/2018

Preparado por

PSR CONSULTORIA

Novembro de 2018



PSR

A contribuição a seguir foi publicada na edição nº 142 da *newsletter* da PSR “Energy Report”, com o título “Consulta pública do MME sobre leilão de potência térmica”.

Se houvesse um concurso de temas com mais alertas emitidos pelo Energy Report, do tipo “este assunto é importante e está sendo deixado de lado, vamos acabar tendo problemas sérios por causa disso”, a questão garantia de suprimento de potência certamente seria finalista, e possivelmente campeã. Identificamos nada menos de 17 alertas ao longo desses últimos anos, sendo que duas destas aparições foram na qualidade de estrela da seção Opinião do Energy Report.¹

Muito resumidamente, o que é garantia de suprimento de potência? Ilustramos com alguns números: em 2017, a demanda média atendida pelas usinas supervisionadas pelo ONS foi de 65.585 MW médios. Esta foi a demanda por energia ao longo do ano, uma média dos valores supridos (daí o MW *médios*). Esta é a demanda que é atendida pelos leilões de energia realizados no SIN.

O problema é que a demanda varia ao longo do tempo, seja durante o ano, seja de hora em hora, seja de instante a instante, e ela tem que ser atendida em todos os instantes. A maior demanda instantânea atendida pelo ONS em 2017 foi de 85.699 MW, ocorrida às 14:30 horas do dia 20 de fevereiro. Desta forma, o parque gerador do SIN e sua rede de transmissão devem ser capazes de atender esta demanda, e ainda por cima ter uma sobra suficiente para compensar eventuais falhas de equipamentos de geração e transmissão neste momento. E não é só isto: o atendimento tem que ser feito respeitando a distribuição geográfica da demanda. Em outras palavras, não basta o sistema ter capacidade disponível suficiente para atender a maior demanda: ele tem que ser capaz de atender esta demanda da forma em que ela está distribuída nos

¹ Lista das 17 aparições (sugerimos as referências (v), (xiii) e (xvii) para um histórico da questão):

(i) edição nº 37 (janeiro de 2010), seção Regulatória, sob o título “A questão do lastro de potência para consumo”; (ii) edição nº 40 (abril de 2010), seção Regulatória, sob o título “Acionamento de térmicas e sinais econômicos”; (iii) edição nº 44 (agosto de 2010), seção Regulatória, sob o título “Aferição da contratação de potência”; (iv) edição nº 45 (setembro de 2010), seção Regulatória, sob o título “Novo decreto altera modelo comercial/Obrigações de contratar a totalidade do requisito de potência”; (v) edição nº 49 (janeiro de 2011), seção Opinião, cujo título foi “O suprimento da demanda máxima”; (vi) edição nº 50 (fevereiro de 2011), seção Opinião, sob os títulos “Geração de potência” e “Suprimento de ponta”; (vii) edição nº 56 (agosto de 2011), seção Regulatória, sob o título “Diretrizes para o leilão A-5 de 2011”; (viii) edição nº 58 (outubro de 2011), seção Regulatória, sob o título “Plano Anual do ONS prevê acionamento de térmicas na ponta”; (ix) edição nº 59 (novembro de 2011), seção Opinião, que teve título “Análise do suprimento da demanda máxima [Bota ponta, Tolmasquim!]”; (x) edição nº 63 (março de 2012), seção Regulatória, sob o título “Instalação de potência adicional nas hidrelétricas”; (xi) edição nº 84 (dezembro de 2013), seção Opinião, sob o título “Atendimento de energia e potência”; (xii) edição nº 85 (janeiro de 2014), seção Regulatória, sob o título “Diretrizes para o leilão A-5 de 2014”; (xiii) edição nº 96 (dezembro de 2014), seção Regulatória, sob os títulos “Próximos capítulos: aferição da contratação de potência” e “Diretrizes para os leilões A-5 e A-3 de 2015”; (xiv) edição nº 99 (março de 2015), seção Regulatória, sob o título “Leilão para atendimento à ponta”; (xv) edição nº 102 (junho de 2015), seção Opinião, sob o título “Resolução temporal de sinais econômicos”; (xvi) edição nº 107 (novembro de 2015), seção Regulatória, sob o título “Consulta pública sobre garantia física de potência de Hidroelétricas”; e (xvii) edição nº 115 (julho de 2016), seção Regulatória, sob o título “Decreto altera substancialmente modelo comercial do Setor”.

centros de carga espalhados pelas diferentes regiões do país. E esta necessidade não é “percebida” por nossos leilões de energia.

Antigamente, esta questão se “resolvia sozinha”, porque tínhamos um sistema com base hidroelétrica. Efetivamente, usinas hidroelétricas com reservatórios são capazes de “modular” o volume de energia gerado em cada instante, de forma a atender às necessidades da demanda ao longo de cada dia. Além disso, elas são capazes de compensar eventuais variações bruscas na demanda ou flutuações na produção de usinas chamadas “intermitentes”, cuja produção sofre variações aleatórias. Só que agora isso mudou: as novas usinas hidroelétricas não têm reservatórios, a própria predominância da geração hidroelétrica no sistema está se diluindo, e a participação de fontes intermitentes (em particular eólica e solar) tem aumentado consideravelmente.

Esta mudança, no que se refere à diluição da predominância hidroelétrica, já era prevista, tanto assim que o modelo comercial implementado em 2004 previa um mecanismo de garantia de suprimento de potência exatamente igual ao mecanismo que temos para a energia, ou seja: todos os consumidores seriam obrigados a contratar 100% da potência que utilizassem, e toda a potência contratada teria de ser lastreada por “garantia física de potência”.² Só que como o problema estava (temporariamente) “resolvido sozinho” em função da prevalência hidroelétrica, a aplicação efetiva da regra foi deixada inicialmente para 2010,³ prazo este que depois foi estendido para 2015,⁴ e mais tarde a regra foi completamente abandonada.⁵

Por que o prazo foi estendido? Provavelmente porque o problema ainda não era “urgente”, e nem os agentes, nem as instituições, tinham se preparado devidamente para a implementação das novas regras.

Por que a regra foi abandonada? Porque, além de ser difícil de formular adequadamente e de implementar, quando chegou a nova data estabelecida para a implementação efetiva (2016, quando ocorreria a verificação relativa ao ano de 2015) o sistema estava enfrentando problemas muito mais urgentes, em meio à crise que se estende até hoje.

Só que a questão não foi embora, muito pelo contrário: agora, além de termos um sistema bem menos hidroelétrico (68% da potência instalada do SIN, segundo dados do ONS referentes a fevereiro de 2018), a presença crescente de fontes intermitentes, que não podem garantir com segurança o atendimento em todas as horas do dia, tornou o problema não só mais agudo do que se imaginava, como também cada vez mais premente.

Em termos puramente técnicos, a questão admite várias soluções possíveis, como por exemplo:

1. Aumentar a potência de usinas hidroelétricas existentes e futuras, permitindo-lhes concentrar sua geração nos momentos em que ela seja mais necessária;

² Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Art. 2º em sua redação original.

³ Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Art. 3º, §2º.

⁴ Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Art. 3º, §5º, que foi incluído pelo Decreto nº 7.317, de 28 de setembro de 2010 e posteriormente revogado.

⁵ Decreto nº 8.826, de 2 de agosto de 2016.

2. Mudar a forma de operar o parque hidroelétrico, mantendo os reservatórios em níveis mais altos de forma a preservar sua capacidade de garantir o suprimento de potência;
3. Fazer com que grandes consumidores aceitem, em troca de remuneração, a possibilidade de terem interrupções em seu consumo;
4. Utilizar usinas térmicas que possam efetivamente atender ao consumo em horários de ponta;
5. Construir usinas reversíveis, que são usinas hidroelétricas que em horários de pouco consumo bombeiam água para reservatórios especialmente construídos para este fim, e nas horas de alto consumo geram energia com a água armazenada nesses reservatórios; ou
6. Utilizar baterias para armazenar energia em horários de pouco consumo, para devolvê-la ao sistema nas horas de alto consumo.

A última das seis alternativas apresentadas acima é uma tecnologia nova, ainda pouco testada, porém promissora. As cinco primeiras, no entanto, são soluções amplamente aplicadas e consagradas em vários países.

Já houve iniciativas por parte do governo para tentar resolver o problema, como por exemplo a tentativa de realizar um leilão para a instalação de potência adicional nas usinas hidroelétricas (a ANEEL chegou a realizar uma audiência pública sobre o tema)⁶, e as chamadas públicas para geração própria de unidades consumidoras.⁷ Estas iniciativas tiveram como característica a opção por uma solução preestabelecida, sem nenhuma possibilidade de competição entre diferentes soluções.

A ANEEL tomou duas iniciativas louváveis, na linha de flexibilização da operação: estabelecimento do programa de resposta da demanda⁸ e despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.⁹ Trata-se de alternativas que são padrão em outros países, e que só agora começam a ser consideradas por aqui, e mesmo assim de forma muito limitada.

Ainda temos sérias limitações regulatórias neste campo: por exemplo, nossos leilões não admitem a possibilidade de que usinas térmicas a gás natural em ciclo combinado possam ter dois valores de CVU, sendo um deles para atuar em ciclo aberto, para atendimento à potência, e o outro em ciclo combinado, para atendimento à energia.

O principal problema, porém, é que nossos leilões não valorizam de forma alguma a potência: trata-se de leilões de energia “pura”, nos quais as usinas são avaliadas exclusivamente com base no R\$/MWh de garantia física. Em um leilão deste tipo, uma usina térmica em ciclo combinado, por exemplo, não tem absolutamente nenhum reconhecimento por uma eventual capacidade de operar em ciclo aberto, mesmo com um CVU mais alto.

⁶ Audiência Pública ANEEL nº 018/2012, com o objetivo de “Obter subsídios para regulamentar os critérios para a repotenciação de unidades geradoras que possam trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN.”

⁷ Portaria MME nº 44, de 10 de março de 2015.

⁸ Resolução Normativa nº 792, de 28 de novembro de 2017.

⁹ Resolução Normativa nº 822, de 26 de junho de 2018.

O motivo de retornarmos mais uma vez a este tema é a Consulta Pública realizada pelo MME, com uma proposta para solucionar o problema através de leilões de potência térmica, sendo que os primeiros leilões deveriam ocorrer no primeiro quadrimestre de 2019, ou seja, dentro de no máximo cinco meses.¹⁰

Antes de discutir a proposta propriamente dita, observamos que a consulta pública estabelece um prazo de apenas um mês (na realidade, duas semanas, que no último dia foram estendidas por mais duas semanas) para a discussão de uma questão que desafia nossas instituições desde pelo menos 2010, quando seu tratamento foi adiado pela primeira vez. Entendemos que este prazo é completamente incompatível com a magnitude e complexidade do tema.

A falta de estudos mais aprofundados sobre mecanismos para a contratação de potência faz com que o tratamento da questão ainda seja incipiente em nosso sistema, carecendo de definições básicas, tais como o produto que seria leiloado, as obrigações inerentes à venda deste produto e como os custos seriam alocados entre os agentes do sistema: por exemplo, se o produto a ser leiloado for a garantia física de potência de um empreendimento, será necessário definir como ela poderia ser calculada, revisada e remunerada.

As Notas Técnicas que dão suporte à Consulta Pública não chegam a discutir estas questões: elas apenas indicam grande necessidade de potência adicional, seja no prazo de cinco anos, seja para o ano de 2027; e apresentam resultados que indicariam que a forma mais econômica de atender esta demanda seria através de um determinado tipo de usina térmica.

A necessidade de potência adicional nos montantes indicados tem por base duas premissas:

1. Os mecanismos vigentes de contratação não serão capazes de contratar a potência adicional necessária; e
2. Várias usinas térmicas atualmente em funcionamento serão descomissionadas nos próximos anos.

Creemos que a questão da incapacidade dos mecanismos vigentes de induzir a contratação de potência adicional deva ser analisada com mais cuidado, pois é possível que aperfeiçoamentos relativamente simples sejam capazes de induzir uma contratação mais equilibrada de energia e potência. Um exemplo de mecanismo relativamente simples seria fazer com que os próximos leilões de contratação de energia para o ACR tenham como diretriz que os geradores forneçam também potência para o sistema.

Com relação à “aposentadoria” de usinas térmicas existentes, cremos que as premissas não só são extremas, como também as Notas Técnicas afirmam seguidamente que essas unidades seriam caras demais, tendo como base apenas os respectivos custos variáveis de operação, sem realizar nenhuma comparação objetiva entre o custo de preservá-las no sistema para a prestação do serviço de potência e o custo de realizar investimentos adicionais em novas unidades com custo variável mais reduzido.

¹⁰ Consulta Pública MME nº 61.

Mais do que isso, as propostas não consideram a possibilidade de preservar essas unidades temporariamente, como “ponte” para a inserção de outras tecnologias que demandariam maior tempo de implementação.

A rigor, as propostas preconizam uma única solução para o problema percebido (térmicas a gás natural em ciclo aberto), quando na verdade existem várias soluções possíveis, conforme corretamente apontado no Plano Decenal de Energia elaborado pela EPE. Mais acima, exemplificamos nada menos do que seis alternativas de solução para a questão, das quais cinco são amplamente utilizadas em vários países, e a sexta, mesmo sendo uma tecnologia nova, tem grande potencial de revolucionar o tratamento do tema.

Dado que existem todas essas soluções, o atendimento às necessidades do sistema deve, em nossa opinião, resultar da competição entre essas várias possíveis fontes e outras que se apresentem, realizada com base em critérios que permitam comparar adequadamente seus custos e benefícios. A opção por uma fonte específica para o suprimento às necessidades antevistas de potência adicional, adotada na Consulta Pública, é respaldada na mesma por uma Nota Técnica que compara custos de várias alternativas. No entanto, todas essas alternativas são térmicas, e a comparação é realizada com base no Índice Custo Benefício (ICB), que também é empregado nos leilões de energia nova. Esta comparação é, a nosso ver, equivocada, uma vez que usa como parâmetro o custo de suprir energia em um contexto no qual o objetivo é garantir o suprimento de potência (e não energia).

Infelizmente, este equívoco parece estender-se por todo o processo, uma vez que o leilão proposto na minuta de Decreto e na minuta de Portaria apresentados na Consulta Pública é na verdade um leilão de energia de reserva (e não de potência), no qual as usinas seriam julgadas pelo custo da energia suprida (e não pelo respectivo custo de atender ao requisito de potência).

Esta certamente não é a forma mais eficiente de atender um requisito de potência.

Além disso, lembramos que o MME, em 2016, cancelou um leilão de energia de reserva programado para ocorrer naquele ano, tendo como justificativa técnica, expressa em Nota Técnica publicada pela EPE,¹¹ o fato de que a “inesperada e significativa deterioração da perspectiva para o cenário econômico, o que gerou a revisão de carga (divulgada em 7 de dezembro [de 2016]) pelo ONS, CCEE e EPE, exacerbando a sobreoferta no sistema”. Desde então as projeções de demanda do sistema sofreram seguidas revisões, sempre para baixo. A edição de junho de 2018 do Energy Report da PSR, que discute a necessidade de contratação de energia de reserva, indica que há excesso de 2,9 GW médios de oferta firme para o sistema em 2022, sinalizando que não é necessária a realização deste tipo de leilão.

A realização de um leilão para a contratação de potência no qual o produto energia não possa ser comercializado pelo gerador, tal como proposta na Consulta Pública, provocaria pelo menos quatro problemas para o sistema:

¹¹ Nota Técnica EPE-DEE-RE-105/2016-r0, que explica a razão técnica para o cancelamento do 2º LER de 2016.

- (i) os geradores seriam forçados a recuperar todo o seu investimento e seus custos fixos através do pagamento pela potência, mesmo possuindo o produto energia;
- (ii) os consumidores estariam pagando por um produto que não necessitariam, pois o sistema possui sobra estrutural de energia;
- (iii) a contratação de mais energia de reserva aumentaria o custo do encargo para os consumidores, além de criar mais distorções no MRE devido ao aumento do deslocamento hidráulico; e
- (iv) sinalização errada do que seria “custo de energia” e “custo de potência”.

A rigor, o que se propõe na Consulta Pública é um leilão de energia de reserva com participação limitada a usinas térmicas a gás natural totalmente flexíveis em ciclo aberto, com discriminação regional e sem a possibilidade de despacho antecipado. A presunção, evidentemente, é de que esta seria a forma mais eficiente de atender as necessidades de potência do sistema.

Entendemos que um eventual leilão para atendimento de necessidades de potência seria necessariamente regional. Também entendemos que obviamente não faria sentido atender a requisitos de potência com usinas que tivessem direito a despacho antecipado. Isto, porém, não basta para caracterizar um leilão como sendo “de potência”, e menos ainda um leilão que busque atender as necessidades de energia e potência da forma mais eficiente possível, inclusive porque, conforme já assinalamos, existem várias outras formas de atender essas necessidades além daquela indicada na proposta que não são consideradas, afora o fato de que a avaliação realizada nas Notas Técnicas não menciona critérios de comparação baseados em custo de atendimento às necessidades antevistas.

Além da ausência de qualquer referência específica a critérios de julgamento com base em potência, ou às obrigações que o gerador assumiria em termos de disponibilidade para a prestação deste serviço, preocupa-nos a discussão presente nas Notas Técnicas a respeito da conveniência de substituir a geração térmica existente por usinas com CVU na faixa de 250 R\$/MWh, que mais uma vez indica uma lógica “de energia” na discussão do atendimento às necessidades de potência. Esta discussão acrescenta duas preocupações adicionais: (i) nela se compara apenas custos operativos de diferentes alternativas para atendimento a necessidades de energia, sem levar em conta custos relativos a investimentos e custos de atendimento às necessidades relativas a potência; e (ii) o CVU próprio de referência (250 R\$/MWh) não nos parece compatível com uma usina térmica a gás natural em ciclo aberto totalmente flexível, utilizando como referência o resultado dos últimos leilões que contrataram termelétricas a gás natural ciclo combinado, o que indica a necessidade de uma reanálise das premissas utilizadas.

Outra preocupação nossa é a de que existe a necessidade de definir com clareza a demanda prevista do sistema para três produtos distintos:

- Energia;
- Potência; e
- Reserva operativa para compensar variações na produção de fontes intermitentes de energia.

É importante levar em conta que os dois últimos produtos são entes distintos, que atendem a necessidades diferentes do sistema, requerendo diferentes tempos de resposta às ordens de despacho do ONS. As Notas Técnicas não fazem absolutamente esta distinção, apenas indicando as necessidades de potência adicional e reforçando a urgência de sua contratação com menções à questão da maior penetração das fontes intermitentes de energia. Isto talvez indique uma premissa de que as usinas eventualmente contratadas nos leilões propostos seriam capazes de suprir ambos os produtos.

Enfim, resumindo nossas preocupações:

- Não está comprovada, a nosso ver, a necessidade de potência adicional com a urgência preconizada, que torne essencial um leilão ainda no primeiro semestre de 2019;
- A necessidade antevista de potência adicional decorre em parte da premissa de que várias usinas térmicas serão desligadas do sistema nos próximos anos. Trata-se de uma premissa que deve ser analisada com cuidado, pois não temos certeza de que tais usinas serão efetivamente desligadas, e possivelmente a melhor decisão para o sistema inclua sua preservação para dar tempo de implementar soluções mais econômicas;
- Existem várias soluções possíveis para o eventual atendimento a necessidades de potência, o que indica que a melhor maneira de atender essas necessidades seria através da livre competição entre todas essas alternativas, no âmbito de um leilão que valorize adequadamente os custos e benefícios das diversas fontes. Estas alternativas devem incluir inclusive a possibilidade de um pagamento por potência ou equivalente, que viabilize a preservação do parque gerador existente;
- A proposta ora colocada em Consulta Pública tem por base uma única solução possível para o problema antevisto, através da contratação de novas térmicas flexíveis a gás natural em ciclo aberto. Esta solução foi selecionada com base na comparação de um subconjunto das soluções possíveis (apenas soluções com base em usinas térmicas), a partir de critérios que nada têm a ver com atendimento à potência (ICB), e utilizando premissas provavelmente irrealistas e que reforçam as indicações de a questão está sendo tratada com uma visão de energia, e não potência (CVU de referência de 250 R\$/MWh);
- Como as análises da PSR e da própria EPE indicam que não é necessária a contratação de energia de reserva, o leilão proposto, se realizado, introduziria distorções nos preços e custos do sistema; e
- A proposta e as Notas Técnicas que a respaldam não discutem adequadamente, a nosso ver, os temas “suprimento à ponta” e “serviço ancilar de reserva para fazer frente a variações de fontes intermitentes”: trata-se de necessidades distintas, que necessitam de análises específicas e possivelmente devem ser atendidas de forma diferenciada.

Dadas essas preocupações, entendemos que a proposta ainda não está suficiente madura para discussão.

Além disso, entendemos que o adiamento por alguns meses da implementação da solução que finalmente seja escolhida não resultará em agravamento significativo do problema, especialmente porque existe a possibilidade de preservar empreendimentos que a Consulta Pública considera destinados ao descomissionamento.

Sendo assim, consideramos que o mais adequado seria adiar qualquer decisão final sobre o atendimento ao requisito de potência, para permitir que se possa elaborar e discutir adequadamente uma ou mais propostas consolidadas para o atendimento às necessidades do sistema, obtendo soluções que permitam a competição aberta entre vários projetos de diferentes fontes, e realizando em seguida nova Consulta Pública com base nessas propostas.