



São Paulo, 22 de novembro de 2018
DEINFRA ENE F000451

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 061/2018

**Consulta Pública de alteração do Decreto nº
6.353, de 2008, e de Portaria de diretrizes do
Leilão de Potência associada à Energia de
Reserva**



A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) apresenta suas contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 061/2018 do Ministério de Minas e Energia (MME) cujo objetivo é discutir “*Proposta de alteração do Decreto nº 6.353, de 2008, para dispor sobre a contratação de reserva de capacidade, e de estabelecimento de diretrizes de Leilão de Potência associada à Energia de Reserva*”.

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Três pontos fundamentais precisam ser destacados de forma preliminar às contribuições. Primeiro, a respeito do contexto da Consulta Pública. Segundo, a falta de uma avaliação geral sobre o uso da Energia de Reserva como modalidade contratual. E, por fim, a ausência de indicação de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) que subsidie a tomada de decisão.

Sobre o contexto da Consulta Pública, apesar de considerar louvável a postura do MME em consultar o setor, a FIESP julga inapropriado o momento para tal discussão, por ser uma inovação no modelo contratual do setor tratada de forma isolada dos demais temas que compõe a revisão do marco regulatório. Desde a publicação do Plano Decenal de Expansão (PDE) 2026, em julho de 2017, sabe-se da necessidade que o sistema terá de complementação de ponta já a partir de 2021. Ainda que o assunto tenha sido permeado nas discussões da CP 33/2017, e tivesse solução potencial na proposta de separação de lastro e potência, o fracasso – ainda que momentâneo – de um novo marco regulatório para o setor elétrico parece forçar o Ministério na direção de uma saída alternativa, baseada em uma decisão de “última hora”, no apagar das luzes da atual gestão. Diante disso, o MME propõe uma CP inicialmente com 14 dias de prazo, com término pouco após o segundo turno das eleições e quando os olhos estão sobre o período de transição de governos.

Vale ressaltar que, no passado recente, outras duas Consultas Públicas, 58 e 59, foram conduzidas de forma açodada, com prazo de 5 dias cada. O resultado é que até o momento não há resultado delas e as propostas parecem já terem sido descartadas, diante do cenário de melhora no regime hidrológico. Qual expectativa o setor pode ter que a CP 61 não terá o mesmo destino, dado seu contexto político? O que seria extremamente negativo, dado que exige dos agentes mobilização para apresentar suas contribuições sem ter segurança de que terão resultados realmente efetivos.

Em segundo lugar, em nenhum dos documentos disponibilizados para consulta foi feita uma avaliação sobre os benefícios e custos da contratação de Energia de Reserva. Prevista pela Lei 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto 6.353/2008, a comercialização de Energia de Reserva teve início em 2009 e tem como objetivo aumentar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN). Desde então, 10 leilões foram realizados, com negociação de 4,2 GW médios de energia, a um preço médio atualizado de R\$ 227/MWh. A fonte eólica representa 62% do montante contratado, seguida pela solar fotovoltaica, com 18%, e pela biomassa, com 12%. Os



demais 9% são provenientes da fonte hidráulica. Em termos de capacidade instalada, são mais de 12 GW, sendo 6,5 GW em usinas eólicas.

As usinas em operação apresentam receita fixa da ordem de R\$ 500 milhões. Dado o contexto hidrológico desfavorável dos últimos anos e os consequentes patamares elevados de PLD, a contabilização dos contratos de Energia de Reserva tem sido bastante positiva para os consumidores, que têm colhido excedentes financeiros da Coner – especialmente com a mudança na forma de reembolso aprovada pela ANEEL recentemente.

Apesar dos consumidores terem desembolsado, entre os meses de fevereiro e abril de 2018, R\$ 1,3 bilhão em Encargo de Energia de Reserva, a Coner deve gerar um excedente em 2018 superior a R\$ 2 bilhões. Ou seja, saldo positivo para os consumidores. Ainda assim, essa situação pode se inverter em anos futuros a depender do cenário de geração das usinas e de PLD – ainda que a expectativa seja positiva.

A partir de 2026, com o aumento de 100% aprovado pelo CNPE na tarifa de Angra 3, contratada como energia de reserva, os consumidores poderão observar aumento relevante nos dispêndios com energia de reserva.

Por fim, a FIESP destaca a ausência de Análise de Impacto Regulatório a respeito da proposta ora em Consulta Pública. Apesar de toda a avaliação do ponto de vista operativo, e da análise comparativa entre os ICB's de diferentes fontes térmicas, não foi apresentado nenhum estudo sobre os impactos econômicos e tarifários da proposta, seja para o Encargo de Energia de Reserva, seja para a tarifa final dos consumidores. De partida, nota-se que o ICB mais competitivo das usinas térmicas a gás natural, ciclo aberto, é de R\$ 282/MWh (CVU = R\$ 250/MWh), acima da média dos leilões de reserva. Caso sejam habilitadas térmicas com CVU de R\$ 300/MWh, o ICB pode chegar a R\$ 319/MWh.

De forma geral, apenas uma análise mais criteriosa seria capaz de demonstrar os reais impactos – positivos ou negativos – para o consumidor. Para isso é necessário um processo bem mais longo e amplo de discussão entre Governo e agentes do setor.

I. DA NECESSIDADE DE POTÊNCIA NO SIN

A partir da leitura dos documentos disponíveis, não ficou evidente para a FIESP a necessidade de contratação de potência para suprimento do SIN. Primeiramente, o Plano da Operação Energética 2018/2022, do Operador Nacional do Sistema, discute de forma específica o atendimento ao subsistema Nordeste no horário de ponta, apontando a necessidade de contratação de 2 GW de nova capacidade térmica com CVU da ordem de R\$ 200/MWh, para o horizonte 2022. Já o estudo para expansão da geração da EPE apresenta, de forma não detalhada, a necessidade de complementação



de potência de 13 GW para o SIN, até 2027, sendo 7 GW no subsistema Sudeste e 2,4 GW no subsistema Nordeste (a partir de 2025).

Diante disso, a FIESP considera ser fundamental a apresentação de estudos mais detalhados, que comprovem a real necessidade de contratação de térmicas flexíveis, ou de outras fontes para complementação de potência.

Também é questionável porque a instalação de potência adicional no subsistema Nordeste deve ser priorizada, mesmo diante da indicação de que o Sudeste carece, já em 2023, de 1,1 GW de geração flexível (ver pág. 21 do Estudo da EPE). Essa informação é simplesmente colocada no estudo, sem maior detalhamento e, a princípio, parece contraditória com a análise técnica anteriormente apresentada.

A contratação de usinas flexíveis para atendimento de potência não pode ser feita com base em critérios meramente subjetivos. É fundamental que EPE e ONS demonstrem, de forma articulada, as premissas utilizadas nos estudos e as razões pelas quais tal contratação é necessária.

Ademais, destaca-se que o próprio Operador do Sistema, em contribuição enviada à CP 61/2018 e disponibilizada no site do MME, apontou a falta de *“um critério de garantia de potência, tal como está consagrado para suprimento de energia”*. Ou seja, ainda que os estudos preliminares da EPE apontem a necessidade de complementação de potência, não há clareza sequer sobre os critérios que foram utilizados para tal avaliação. Diante disso, afirma o ONS que *“com a mudança da matriz elétrica brasileira e a redução da participação dos reservatórios de acumulação, é necessário estabelecer um critério para suprimento à ponta” (grifo nosso)*.

II. DO MODELO DE CONTRATAÇÃO

O modelo de contratação proposto poderia ser descrito como mais um “puxadinho regulatório”, em linha com aqueles tão criticados em gestões anteriores do Ministério.

Em primeiro lugar, conforme já apontado anteriormente, o modelo ora proposto parece uma solução de última hora diante do fracasso (temporário) da revisão do marco regulatório do setor elétrico. Vale lembrar que, no contexto da separação de lastro e energia, se previa o fim dos contratos de energia de reserva. Essa CP não apenas mantém tal modalidade, como amplia seu escopo, de forma a permitir a contratação de potência associada à energia de reserva.

Segundo, é questionável se de fato será contratada potência associada à energia de reserva, ou o contrário (R\$/kW ou R\$/MWh, como é proposto?). Caso se mantenha



o regime hidrológico dos últimos anos no Nordeste, essas térmicas dificilmente irão operar apenas algumas horas por dia – o que configura aumento da segurança energética e não complementação de potência. Se esse for o caso, a solução térmica a ciclo aberto com contrato de 15 anos certamente não é o modelo mais adequado – sendo preferível uma térmica a ciclo combinado, com contrato por disponibilidade (ou mesmo quantidade), com prazo de 20 a 25 anos.

Terceiro, não se discute, por exemplo, outras opções para atendimento à ponta, como novas tecnologias de armazenamento ou mesmo a capacidade de ponta das hidrelétricas, que até hoje foram as responsáveis por fazer tal serviço, sem necessariamente serem devidamente remuneradas por isso. Nesse sentido, novas térmicas a gás natural, ciclo combinado, eficientes e com CVU baixo, poderiam entrar na base do sistema, dando segurança para o abastecimento, enquanto algumas hidrelétricas respondem à demanda instantânea, sendo remuneradas por esse serviço.

Quarto, não está claro se o rateio isonômico entre todos os agentes consumidores do SIN dará o sinal econômico adequado. Dado se tratar – hipoteticamente – de um problema de potência, ratear os custos entre todos os consumidores não sinaliza para aqueles que demandam potência em determinada região que seu consumo está afetando a segurança elétrica do subsistema.

Quinto, e talvez a marca mais clara de um “puxadinho regulatório”, diante da falta de regras de mercado que deem sinalização aos geradores para investirem em alternativas de potência, cria-se um modelo contratual alternativo que garante a remuneração do investimento, não a partir da criação de um mercado, mas via tarifas reguladas. Toda a lógica de contratação dos leilões atuais – inclusive para energia de reserva – se baseia no critério R\$/MWh, ou seja, contrata-se apenas energia, sem levar em conta os atributos de cada fonte. Diante da necessidade de complementação de potência, ao invés de criar mecanismos indutores específicos para contratação de potência, cria-se a figura de um leilão de potência associada à energia de reserva, cuja contratação será feita pelo critério de R\$/MWh – uma perfeita alternativa para além das regras de mercado.

Por fim, a FIESP considera que o modelo mais adequado é a separação definitiva de lastro e energia, sem realização de novos leilões de contratação de energia de reserva. Com tal modelo seria possível fazer leilões de lastro, de forma a atender necessidades comprovadas de complementação de potência, com rateio dos custos dessa segurança para o sistema entre os agentes de consumo.



CONCLUSÕES

O setor elétrico não pode mais ser desenvolvido na base dos “puxadinhos” ou da defesa de interesses específicos – nem sempre transparentes. Sob o lema de “o bom é inimigo do ótimo”, o consumidor de energia tem visto a tarifa de energia subir reiteradamente nos últimos anos. Apenas de 2015 a agosto de 2018, a tarifa acumula alta de mais de 70%, ao passo que a inflação acumulada foi de 25%. Não há dúvidas de que o setor enfrenta um longo período de hidrologia desfavorável. Porém, mais desfavorável que a hidrologia é o jogo de interesses que tomou conta do setor há alguns anos. Soluções técnicas e economicamente sustentáveis se fazem urgentes e a presente Consulta é mais uma oportunidade que os agentes têm de manifestar seu descontentamento com o modelo regulatório vigente.

O setor precisa caminhar cada vez mais para soluções de mercado, com redução substancial de subsídios e privilégios. A proposta ora em consulta não aponta nesse sentido. Ainda que a necessidade de complementação de ponta seja respaldada em estudos técnicos, as razões e critérios não estão claros nos documentos disponibilizados para suportar a Nota Técnica nº 3/2018/ARSEG/SE. E ainda que se confirme a necessidade operativa de complementação, o modelo proposto apresenta tantas falhas que não poderia ser implantado tão rapidamente.

A FIESP solicita que o Ministério reconsidere o modelo de contratação de potência, via leilões de Energia de Reserva, por entender que tal modelo não coopera com modicidade e transparências das tarifas e vai no sentido contrário daquilo que foi proposto anteriormente e realmente daria ao setor elétrico muito mais sustentação operativa e econômica.

Atenciosamente,

Carlos A. Cavalcanti
Vice-Presidente e Diretor Titular do Departamento de Infraestrutura
Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP