



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº 2220, DE 2021

Informações ao Ministro de Estado de Minas e Energia.

AUTORIA: Senador Weverton (PDT/MA)



[Página da matéria](#)



SENADO FEDERAL

REQUERIMENTO Nº DE

Senhor Presidente,

Requeiro, com fundamento no § 2º do artigo 50 da Constituição Federal, bem como no artigo 216 do Regimento Interno do Senado Federal, que sejam prestadas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, ou quem lhe fizer as vezes, informações sobre os motivos, em especial, de conveniência e oportunidade, bem como as razões de economicidade que justificaram a edição da Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021, e a realização do Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021-ANEEL, fornecendo-se, ademais, cópia da íntegra dos respectivos autos do(s) processo(s) administrativo correspondente(s)

JUSTIFICAÇÃO

A Medida Provisória (MP) nº 1.055, de 28 de junho de 2021, ainda pendente de deliberação inicial pela Câmara dos Deputados, com vigência prorrogada até 7 de novembro de 2021, instituiu e autorizou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) a homologar deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, criado pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a promover a contratação de reserva de capacidade mediante procedimentos competitivos simplificados estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Tendo esse fundamento de validade, o MME editou a Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021, regulamentando o respectivo procedimento competitivo simplificado para contratação de energia



de reserva a partir de fontes de empreendimentos termelétricos a óleo diesel, óleo combustível e gás natural, bem como a base de biomassa, eólicos e solares fotovoltaicos com período de suprimento de 1º de maio de 2022 a 31 de dezembro de 2025, na modalidade por disponibilidade para o primeiro grupo e por quantidade, para o segundo.

É importante destacar que a contratação de energia por quantidade, a mais convencional, corresponde à negociação firmada entre as partes de certo montante de energia elétrica em watts. Por outro lado, na contratação de energia por disponibilidade, o objeto da negociação não é propriamente a energia, mas sim o uso dos empreendimentos de geração[1]. No caso, significa que, enquanto as termelétricas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural são remuneradas pela mera disponibilidade e, ainda mais, pelo uso, com o repasse do preço do combustível, os empreendimentos a biomassa, eólicos e solares fotovoltaicos só são remuneradas pela energia que efetivamente fornecem.

Essa descrição sumária das modalidades de contratação de energia é fundamental para compreender o impacto da decisão tomada pelo MME, através da Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021 – sem dúvida, com base na autorização legal da MP nº 1.055, de 2021 – de promover a contratação nessas condições, isto é, segundo edital da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, ao preço inicial de R\$ 1.619,00/MWh (um mil seiscentos e dezenove reais por megawatt-hora) para as termelétricas, por disponibilidade, e R\$ 347,00/MWh (trezentos e quarenta e sete reais por megawatt-hora), por quantidade.

De acordo com o resultado publicado pela ANEEL, o preço médio negociado com os 17 (dezessete) vencedores do leilão ficou em R\$ 1.563,61/MWh (mil quinhentos e sessenta e três reais e sessenta e um centavos por megawatt-hora), para uma potência habilitada de 1,2 (um vírgula dois) gigawatt, de 1º de maio de 2022 a 31 de dezembro de 2025, traduzindo-se num impacto, grosso modo, de

R\$ 40 (quarenta) bilhões de reais, necessariamente a serem transferidos para o consumidor final de energia elétrica.

Isso porque, por força de lei, os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, devem ser rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), nos termos dos artigos 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, conforme remissão legislativa expressa do § 1º do artigo 4º da MP nº 1.055, de 2021.

É nesse contexto, de exorbitância da tomada de disponibilidade, que se revela fundamental notar, ainda, o indicativo de manifesto sobrepreço no valor da energia contratada no referido leilão emergencial, por R\$ 1.563,61/MWh (mil quinhentos e sessenta e três reais e sessenta e um centavos por megawatt-hora). Com efeito, a título de amostragem, a energia contratada para fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2023 pela Usina Termelétrica (UTE) Vale Azul II (a gás natural), em Macaé/RJ, foi de R\$ 420,90/MWh (quatrocentos e vinte reais e noventa centavos por megawatt-hora) no Leilão nº 05/2017-A-6/2017.

Noutras palavras, não faz nenhum sentido, lógico ou econômico, portanto, que o consumidor final, na ponta, pague além de que 3 (três) vezes mais caro pela mesma energia consumida, ainda que por disponibilidade de termelétricas, da agora contratada. Não fosse o bastante, e por outro lado, tem-se ainda a diminuição recente do risco hidrológico no final do mês de outubro e início do mês de novembro de 2021, em relação a setembro do corrente ano, quando foi então vislumbrada a MP nº 1.055, de 2021, o que minimizaria o interesse, ou melhor, a conveniência e a oportunidade da contratação emergencial.

Realmente, o próprio Operador Nacional do Sistema (ONS) emitiu relatório cujo respectivo comunicado no boletim do Programa Mensal de Operação (PMO) expõe um aumento acima da média das chuvas nos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e do Norte, respectivamente, de 133% (cento e trinta e três por cento) e de 125% (cento e vinte e cinco por cento) da Média de Longo Termo (MLT), com prognósticos igualmente favoráveis para os demais, confira-se:

O boletim do Programa Mensal de Operação (PMO) com as previsões do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para a semana de 23 a 29 de outubro, mantém o destaque para a evolução das afluições dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. A previsão indica que para o Sudeste/Centro-Oeste, a Energia Natural Afluente (ENA) deve alcançar 133% da Média de Longo Termo (MLT), seguida pelo Norte com 125% MLT. O relatório aponta também melhora nos níveis de armazenamento dos reservatórios do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste com relação ao mês de setembro.

Com relação às afluições no subsistema Sul, o relatório indica um avanço de uma nova frente fria para próxima semana operativa, fazendo com que as afluições na região, atinjam de 83% da MLT. No Nordeste às afluições devem alcançar 62%MLT.

Ainda de acordo com o documento, a estimativa é que os reservatórios do Sul cheguem ao fim de outubro com 44,3%, um avanço de 15,7% em relação ao mês passado, quando terminou com 28,6%. Já a região Sudeste/Centro-Oeste deve terminar o mês com 17,8% do volume, uma melhora de 1%, se comparado aos 16,7% do volume de setembro. No Norte e no Nordeste, os reservatórios deverão alcançar 46,6% e 36,2% da sua capacidade, respectivamente, até o último dia de outubro.

O aumento de precipitações nas últimas duas semanas não é o único motivo da melhora nas condições dos reservatórios, o conjunto de medidas adotadas pelo Operador foi decisivo para um resultado mais otimista. Como no caso

do reservatório de G. B. Munhoz, o maior do subsistema Sul, que mês passado estava em 9,45% e hoje indica 35,56% de volume útil. Já no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o reservatório de Furnas, um dos mais relevantes do País, também mostra sinais de recuperação saindo de 13,76% em setembro para 16,38% em outubro.

O relatório aponta um percentual negativo de 3,8% na carga de energia em outubro no Sistema Interligado Nacional (SIN), em comparação com o mesmo período de 2020. Os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste continuam apresentando queda na carga, sendo 7,6% e 5,8% respectivamente, com 10.972 MW médios e 39.090 MW médios. Já os subsistemas Nordeste e Norte mantêm percentuais positivos com alta de 3,9% e 1,9%, respectivamente, com 12.259MW médios e 6.161 MW médios.

Para a próxima semana operativa, o Custo Marginal de Operação (CMO) se mantém em declínio, passando a ser R\$ 161,01/MWh em todos os quatro subsistemas. Uma queda de 6,71% em relação aos R\$ 172,60/MWh da semana anterior.[2]

Esse quadro de recuperação do potencial hidrológico do país de modo acentuado, aliado à profunda disparidade do preço médio do leilão emergencial realizado com outros praticados no ambiente de comercialização de energia elétrica, considerando, ainda, a aparente falha no prognóstico regulatório do setor, a ponto da necessidade de socorro por meio de intervenção legislativa como a MP nº 1.055, de 2021 num cenário de recuperação da capacidade das hidrelétricas, apontam, salvo melhor juízo, para uma grave deficiência sistêmica tanto do Poder Concedente – especificamente, o MME – quanto do órgão regulador – a ANEEL.

Em rigor, parece, em verdade, que a adoção das providências contidas na MP nº 1.055, de 2021, a pretexto de minimizar os efeitos de crise hídrica cujo ápice foi justamente o mês de setembro de 2021, sem desconsiderar os efeitos da pandemia do coronavírus – cuja solução financeira, por si só, também acarretará

impacto a longo prazo na tarifa do consumidor final (MP nº 950, de 2021) –, serve de artifício, em última análise, para verdadeira substituição, por via regulamentar, da matriz energética do país pelos empreendimentos termelétricos a óleo diesel, óleo combustível e gás natural.

Essa alteração sinuosa da política pública setorial, por sua vez, causará impacto significativo à população, haja vista, sobremaneira, que sendo o acesso à energia elétrica serviço público por definição constitucional, a par do que dispõe a alínea “b” do inciso XII do artigo 21 da Constituição, sua essencialidade configura direito fundamental, na medida em que seu fornecimento está diretamente ligado ao exercício de outros direitos protegidos constitucionalmente, como a moradia (CF, art. 6º, *caput*), mas, sobretudo, à própria dignidade da pessoa humana (CF, art. 1º, III).

No particular, em que pese a alegada preocupação do Poder Concedente (MME) e do órgão regulador (ANEEL) com a continuidade do serviço público, em face da contratação emergencial, essa artificiosa substituição da matriz energética travestida de providência excepcional impactará imediatamente o consumidor final no valor da tarifa devida pelos respectivos serviços públicos, repassada, como demonstrado, por força de lei, inclusive os encargos tributários, subvertendo a racionalidade que informa a prestação indireta dos serviços públicos através da modicidade tarifária.

Acrescente-se, ademais disso, que, com a possibilidade de adjudicação e homologação do Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021-ANEEL, há risco de cumulação do endividamento a ser transferido ao consumidor, inclusive, em razão de medidas ordinárias da regulação do setor elétrico, a começar pela necessidade de introdução, no corrente ano, da bandeira de escassez hídrica, pela qual o consumidor final passou a pagar R\$ 14,20 (catorze reais e vinte centavos)

por cada 100 kw/h (cem quilowatt-hora) de consumo, o que equivale, em linhas gerais, a média de R\$ 3 (três) bilhões de reais ao mês na conta da população.

Não fosse o suficiente, a indenização da Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, motivada pela antecipação do vencimento das concessões de transmissão alcança o montante total de R\$ 48 (quarenta e oito) bilhões que, conforme decisão da ANEEL serão pagos pelo consumidor final de energia elétrica entre 2020 e 2027, portanto, em cumulação ao acréscimo na tarifa onerado justamente pela ordem de R\$ 40 (quarenta) bilhões da contratação emergencial dada consecução pelo Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021-ANEEL.

Além disso, pendem ainda os débitos a serem repassados ao consumidor da chamada Conta-Covid, regulamentada pela ANEEL, que consiste numa operação de mercado, sem recursos do Tesouro Nacional, mas estruturada sob a forma de empréstimo sindicalizado de bancos, lastreada por ativos tarifários, da ordem de R\$ 17 (dezessete) bilhões de reais a ser repassado, na ponta, entre os anos de 2021 e 2025, cuja negociação de segunda rodada, de R\$ 15 (quinze) bilhões de reais, segundo o MME, está em vias de finalização, também coincidindo com a contratação emergencial objeto deste expediente legislativo.

Em face dessas considerações, reputo necessária e adequada, além de a bom tempo, portanto, tempestiva, a requisição de informações do Ministro de Estado de Minas e Energia, ou quem lhe fizer as vezes, sobre os motivos, em especial, de conveniência e oportunidade, bem como as razões de economicidade que justificaram a edição da Portaria Normativa nº 24/GM/MME, de 17 de setembro de 2021, e a realização do Procedimento Competitivo Simplificado – PCS nº 1/2021-ANEEL.



[1] MURCIA NETO, Emilio. *Contratos por disponibilidade de usinas termelétricas: uma análise dos resultados econômicos de operação*. 2016. Dissertação (Mestrado em Energia) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016, p. 51.

[2] Disponível em: <<<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211022-afluencias-no-sudeste-e-norte-acima-de-100-porcento-da-mlt.aspx>>> Acesso em 4 de novembro de 2021.

Sala das Sessões, 5 de novembro de 2021.

Senador Weverton
(PDT - MA)



SF/21921.28320-90 (LexEdit*)