**Encargo de Energia de Reserva, de onde vem e para onde vai?**

**Resumo**

A contratação de usinas térmicas na modalidade de Energia de Reserva pode dobrar o custo do Encargo de Energia de Reserva (EER) cobrado dos consumidores em 2031, para R$ 46/MWh, em comparação com o valor previsto para este ano. Esse é o principal resultado de análise sobre o impacto no setor da contratação das térmicas do Programa Competitivo Simplificado (PCS) e dos 8 GW de térmicas a gás natural cuja contratação nessa modalidade foi determinada na lei de privatização da Eletrobras, além dos demais contratos feitos na modalidade. No artigo a seguir, detalhamos as premissas consideradas nos cálculos e apresentamos os conceitos relativos ao tema, além de apresentar os demais resultados da análise.

**Gráfico 1. Perspectiva de evolução da receita fixa da Energia de Reserva até 2031**

|  |
| --- |
| Chart  Description automatically generated |

*Fonte: TR Soluções, com dados de contratos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).*

1. **Energia de Reserva: breve histórico**

A Energia de Reserva é uma modalidade de contratação de longa duração, usualmente de 15 a 30 anos, em que os empreendimentos são contratados em leilões específicos com o objetivo de elevar a segurança do fornecimento de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). O Encargo de Energia de Reserva (EER) é destinado a cobrir os custos decorrentes desses contratos, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Deste 2008, foram realizados onze leilões de Energia de Reserva. O último certame ocorreu em dezembro de 2016, mas foi cancelado. Considerando esse histórico, em 2023, a receita fixa contratada até o 10º Leilão de Energia de Reserva (LER) está em R$ 9,9 bilhões por ano.

A partir de 2022, aos custos ordinários que formam o EER, somaram-se também as despesas decorrentes das contratações realizadas no âmbito do Procedimento Competitivo Simplificado (PCS), detalhado a seguir. Outras contratações desse tipo também implicarão aumento do encargo.

1. **PCS: as novas térmicas emergenciais**

A crise hídrica enfrentada de 2021 resultou em uma série de desdobramentos, como a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Dentre as medidas adotadas pela CREG para o enfrentamento da escassez hídrica, merece destaque a publicação da Resolução n. 4, de 9 de setembro de 2021, que determinou a realização do PCS para a contratação de reserva de capacidade, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético.

O certame foi realizado no dia 25 de outubro de 2021, e resultou na contratação de 778,2 MWm de um total de 17 empreendimentos de geração, sendo 22,4 MWm do produto quantidade, ao preço médio (atualizado para janeiro de 2023) de R$ 371,17/MWh; e o restante, 755,8 MWm, do produto disponibilidade, ao preço médio de R$ 1.729,76/MWh. O suprimento foi contratado por 44 meses, de 1º de maio de 2022 a 31 de dezembro de 2025.

Caso todas as usinas vencedoras do PCS tivessem entrado em operação, essa contratação representaria uma receita fixa de R$ 12,7 bilhões apenas em 2023. Entretanto, uma parcela significativa dos empreendimentos não cumpriu os termos do edital do leilão e possivelmente terá seus contratos rescindidos.

Nesse contexto, o Ministério de Minas e Energia (MME) instaurou consulta pública para discutir o encerramento de contratos do PCS e, na semana passada, o Tribunal de Contas da União (TCU) publicou cinco despachos de maneira a permitir “alterações amigáveis” dos contratos, tendo criado inclusive uma “comissão de solução consensual”. Além disso, vários processos estão sendo discutidos no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), embora esta já tenha rejeitado pleitos dos geradores envolvidos, como o de excludente de responsabilidade.

Diante desses trâmites, no estudo optou-se pela desconsideração das usinas[[1]](#footnote-1) em análise nas diferentes instâncias. Com isso, a receita fixa relativa ao PCS a ser paga pelos consumidores livres e regulados neste ano deverá ser de cerca de R$ 2,7 bilhões.

1. **Térmicas da Eletrobras**

Ainda em 2021, a Lei 14.182/2021 definiu que fossem contratados 8.000 MW de potência advinda de empreendimentos termelétricos a gás natural em quatro regiões do Brasil. Por se tratar de usinas com alto fator de inflexibilidade (70%), considera-se neste estudo que a modalidade de leilão adotada para esses certames será de Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Energia (LRCE), como foi o caso do primeiro deles, realizado no ano passado. Assim, os custos correspondentes a essas contratações também deverão ser pagos por meio de EER.

Em 2022, foram ofertados 2.000 MW, sendo metade na região Norte e a outra metade na região Nordeste. Considerando a inflexibilidade, na prática foram ofertados 1.400 MWm, sendo que somente na região Norte houve contratação, de 700 MWm. O início do suprimento dessa energia está previsto para 31/12/2026. Em 2027, a receita fixa somente dessa contratação deverá representar cerca de R$ 3,2 bilhões, o que corresponde a uma participação de 25% na receita fixa total de Energia de Reserva projetada para aquele ano.

Nos próximos anos, ainda devem ser ofertados 6.000 MW, ou 4.200 MWm devido à inflexibilidade, sendo 1.050 MWm na região Norte; 1.750 MWm no Centro-Oeste e 1.400 MWm no Sudeste.

Em 2031, quando e se toda a energia contratada e a ser contratada estiver sendo gerada, a receita fixa somente das térmicas desses LRCE deverá representar 64% da receita fixa total de Energia de Reserva, ou um montante de aproximadamente R$ 19,1 bilhões, como indicado na tabela a seguir.

**Tabela 1. Receita fixa de Energia de Reserva por tipo de contrato, em bilhão de R$**

**Table

Description automatically generated**

*Fonte: TR Soluções, com dados de contratos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).*

1. **Como o valor do PLD influencia o Encargo de Energia de Reserva?**

Toda a Energia de Reserva é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A diferença entre a receita fixa total necessária para a operação de cada usina e a receita decorrente da liquidação dessa energia no MCP é o que de fato se converte no encargo. Portanto, na conjuntura hidrológica atual do setor elétrico, com os reservatórios das hidrelétricas em patamares que não se via há muito tempo e com a expectativa de que o PLD permaneça no piso regulatório pelo menos até o final do ano, é de se esperar que o EER mantenha sua relevância.

Em 2023, considerando a receita fixa do PCS (sem incluir as usinas em análise pela Aneel), no valor de R$ 2,7 bilhões, o total de receita fixa de Energia de Reserva a ser pago aos geradores contratados deverá ser de R$ 12,7 bilhões.

Considerando esse valor e caso o PLD permaneça no patamar mínimo de R$ 69,04/MWh, a liquidação da energia contratada no MCP deve custear um pouco menos de 20% da receita fixa de Energia de Reserva no ano. O restante, correspondente a R$ 10,2 bilhões, é quanto deverá ser pago via EER. Em termos tarifários, isso representa R$ 22,40/MWh.

Numa simulação que considera o PLD mínimo em R$ 15,05/MWh, como defendido em uma ação judicial que questiona a fórmula empregada pela Aneel para a definição do seu valor, o EER seria de R$ 26,61/MWh. Isso significa que a liquidação no MCP seria responsável por custear um pouco mais de meio bilhão de reais, ou 4,23% de toda a receita fixa relativa à Energia de Reserva.

Se em 2023 há a expectativa de que o EER seja bastante elevado em função da conjuntura atual, em que o preço *spot* deve permanecer no piso regulatório até o final do ano, a partir de 2027 a receita fixa de Energia de Reserva deve crescer significativamente por causa da entrada em operação, até 2030, de toda a energia a ser contratada por meio dos LRCEs previstos.

Em termos tarifários, em 2031 o EER seria de cerca de R$ 46 /MWh nominais num cenário em que o PLD esteja em R$ 69,04/MWh. Isso representaria uma participação de 6% na tarifa de aplicação média dos consumidores residenciais brasileiros projetada para aquele ano. Vale lembrar que, em 2023, o EER deve representar 3% da tarifa desses consumidores.

**Tabela 2 - Receita fixa de Energia de Reserva e o EER, em valores nominais**

Table

Description automatically generated

*Fonte: TR Soluções, com dados de contratos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).*

É importante destacar que esse custo representa somente a receita fixa de Energia de Reserva. Dependendo das condições do suprimento de energia no futuro, as térmicas consideradas neste estudo poderão ser chamadas a gerar volumes superiores de energia para além de sua inflexibilidade, tornando ainda maior a participação do EER na conta de luz dos brasileiros.

1. Usinas desconsideradas: EDLUX X; EPP II; EPP IV; Rio de Janeiro I; Karkey 013; Karkey 019; PORSUD I; PORSUD II; e RE TG 100 02 01. [↑](#footnote-ref-1)