

| CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 061/2021 3ª FASE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|---|
| NOME DA INSTITUIÇÃO: CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - CONCEN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 164/2024-SGM/ANEEL de 20 de setembro de 2024. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| EMENTA: Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de regulamentação da contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência, com base no disposto no Decreto 10.707/2021. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TEXTO/ANEEL | TEXTO/INSTITUIÇÃO | JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>NOTA TÉCNICA Nº 164/2024-SGM/ANEEL Brasília, 20 de setembro de 2024.</p> <p>Referência: 48500.004373/2021-88</p> <p>Assunto: Análise das contribuições recebidas no âmbito da Segunda Fase da Consulta Pública nº 061/2021.</p> <p>I - DO OBJETIVO</p> <p>1. Esta Nota Técnica tem por objetivo analisar as contribuições recebidas no âmbito da Segunda Fase da Consulta Pública nº 061/2021 (CP 61), instaurada com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais para a metodologia de rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) entre os consumidores de energia elétrica, conforme deliberação da Diretoria da ANEEL ocorrida na 41ª Reunião Pública Ordinária de 2022.</p> <p>II - DOS FATOS</p> <p>III - DA ANÁLISE</p> <p>28. Na 41ª RPO, realizada em 01/11/2022, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a 2ª fase da CP 61, com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais para a metodologia de rateio do ERCAP entre os consumidores de energia elétrica, com base na Fundamentação do Voto-Vista, que analisou quatro opções regulatórias, conforme a seguir:</p> <ul style="list-style-type: none"> Opção 1: rateio do ERCAP com base no consumo líquido; Opção 2: rateio do ERCAP de forma proporcional ao consumo máximo horário no mês; Opção 3: rateio do ERCAP pelo consumo líquido no período de demanda máxima do SIN; e Opção 4: rateio do ERCAP entre ambientes de comercialização pelo consumo líquido no período de demanda máxima do SIN <p>30. As contribuições versaram principalmente sobre as opções de rateio do ERCAP e sinal econômico; e, no caso da opção 3, sobre a definição do período de demanda máxima do SIN (diária, mensal, anual ou sazonal, e ainda se por região ou subsistema).</p> <p>31. A opção 1: rateio do ERCAP com base no consumo líquido consta nos parágrafos 9 a 12 do Voto-Vista. Esse Voto expôs que essa é uma forma simples de rateio do ERCAP, porém, nessa abordagem não se leva em conta que a reserva de capacidade, na forma de potência, é contratada com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN e que, ao alocar o ERCAP com base na energia consumida, não se consegue capturar o quanto de potência o consumidor está exigindo do SIN.</p> <p>34. A opção 2: rateio do ERCAP de forma proporcional ao consumo líquido máximo horário no mês consta nos parágrafos 13 a 16 do Voto-Vista. Esse Voto expôs que essa proposta compreende melhor correlação com o objetivo do ERCAP, oferece o sinal regulatório para induzir um consumo com modulação mais flat, contribuindo para mitigar a necessidade de novas contratações de reserva de capacidade. É, portanto, regulatoriamente mais adequada do que o rateio do ERCAP pelo consumo líquido mensal, sendo ainda realizada sob o ponto de vista do consumidor.</p> <p>36. O detalhamento da opção 3: rateio do ERCAP pelo consumo líquido no período de demanda máxima do SIN consta nos parágrafos 17 a 35 do Voto-Vista. Esse Voto, em síntese, expôs que a opção 3: aloca o ERCAP do ponto de vista do SIN; retira a limitação de redução do consumo da opção 2; incentiva o deslocamento de consumo por meio de sinal econômico-regulatório, aliviando a operação do SIN nos momentos em que a oferta para atendimento à demanda está mais restrita; corrige o sinal dado pela opção 2, que ocorre quando a demanda máxima do consumidor não coincide com a do SIN; favorece a operação centralizada do sistema elétrico e o controle de tensão dos barramentos; e, contribui para que menos reserva de capacidade na forma de potência seja contratada no futuro.</p> <p>39. O detalhamento da opção 4: rateio do ERCAP entre ambientes de comercialização pelo consumo líquido no período de demanda máxima do SIN consta nos parágrafos 36 a 39 do Voto-Vista. Esse Voto, em resumo, expôs que essa opção tem como premissa tratar consumidores sem incentivo ou sem capacidade de modificar seu padrão de consumo. Ela é dividida em duas etapas. A primeira etapa divide o ERCAP na proporção do consumo do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Na segunda etapa, para o ACR, o ERCAP é dividido com base no consumo mensal dos consumidores, incluindo as distribuidoras, tal como a proposta da opção 1, e, para o ACL, o ERCAP é dividido com base no consumo no período de maior demanda do SIN, tal como a proposta da opção 3. A opção 4 preserva os consumidores regulados, principalmente conectados na baixa tensão, que não possuem o incentivo para deslocar seu consumo, e mantém o incentivo para os consumidores do ACL.</p> <p>52. A seguir apresenta-se resultados elaborados pela CCEE de modo permitir uma análise das metodologias para rateio do ERCAP:</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>VALOR DO ENCARGO – POR CLASSE</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Classe</th> <th>Encargo (R\$) Opção 1</th> <th>Encargo (R\$) Opção 2</th> <th>Encargo (R\$) Opção 3</th> <th>Encargo (R\$) Opção 4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Autoprodutor</td> <td>R\$ 0,17 mi (0,9%)</td> <td>R\$ 0,31 mi (1,5%)</td> <td>R\$ 0,12 mi (0,6%)</td> <td>R\$ 0,14 mi (0,7%)</td> </tr> <tr> <td>Comercializador</td> <td>R\$ 0,19 mi (1,0%)</td> <td>R\$ 0,21 mi (1,1%)</td> <td>R\$ 0,16 mi (0,8%)</td> <td>R\$ 0,18 mi (0,9%)</td> </tr> <tr> <td>Consumidor Especial</td> <td>R\$ 0,78 mi (3,9%)</td> <td>R\$ 0,87 mi (4,3%)</td> <td>R\$ 0,69 mi (3,4%)</td> <td>R\$ 0,74 mi (4,0%)</td> </tr> <tr> <td>Consumidor Livre</td> <td>R\$ 5,38 mi (26,9%)</td> <td>R\$ 5,62 mi (28,1%)</td> <td>R\$ 4,64 mi (23,2%)</td> <td>R\$ 5,45 mi (27,0%)</td> </tr> <tr> <td>Distribuidor</td> <td>R\$ 13,47 mi (67,4%)</td> <td>R\$ 12,99 mi (64,9%)</td> <td>R\$ 14,40 mi (72,0%)</td> <td>R\$ 13,47 mi (67,4%)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Proporção de Consumo: ➤ ACR – 37% ➤ ACL – 33%</p> <p>Fonte: CCEE – Análise de cenários – ERCAP.</p> | Classe | Encargo (R\$) Opção 1 | Encargo (R\$) Opção 2 | Encargo (R\$) Opção 3 | Encargo (R\$) Opção 4 | Autoprodutor | R\$ 0,17 mi (0,9%) | R\$ 0,31 mi (1,5%) | R\$ 0,12 mi (0,6%) | R\$ 0,14 mi (0,7%) | Comercializador | R\$ 0,19 mi (1,0%) | R\$ 0,21 mi (1,1%) | R\$ 0,16 mi (0,8%) | R\$ 0,18 mi (0,9%) | Consumidor Especial | R\$ 0,78 mi (3,9%) | R\$ 0,87 mi (4,3%) | R\$ 0,69 mi (3,4%) | R\$ 0,74 mi (4,0%) | Consumidor Livre | R\$ 5,38 mi (26,9%) | R\$ 5,62 mi (28,1%) | R\$ 4,64 mi (23,2%) | R\$ 5,45 mi (27,0%) | Distribuidor | R\$ 13,47 mi (67,4%) | R\$ 12,99 mi (64,9%) | R\$ 14,40 mi (72,0%) | R\$ 13,47 mi (67,4%) | De acordo com a Opção 2. | A escolha desta opção é a de menor custo para o Distribuidora de energia elétrica e por consequência para os consumidores regulados, portanto deve ser a adotada. |
| Classe | Encargo (R\$) Opção 1 | Encargo (R\$) Opção 2 | Encargo (R\$) Opção 3 | Encargo (R\$) Opção 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Autoprodutor | R\$ 0,17 mi (0,9%) | R\$ 0,31 mi (1,5%) | R\$ 0,12 mi (0,6%) | R\$ 0,14 mi (0,7%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Comercializador | R\$ 0,19 mi (1,0%) | R\$ 0,21 mi (1,1%) | R\$ 0,16 mi (0,8%) | R\$ 0,18 mi (0,9%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Consumidor Especial | R\$ 0,78 mi (3,9%) | R\$ 0,87 mi (4,3%) | R\$ 0,69 mi (3,4%) | R\$ 0,74 mi (4,0%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Consumidor Livre | R\$ 5,38 mi (26,9%) | R\$ 5,62 mi (28,1%) | R\$ 4,64 mi (23,2%) | R\$ 5,45 mi (27,0%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Distribuidor | R\$ 13,47 mi (67,4%) | R\$ 12,99 mi (64,9%) | R\$ 14,40 mi (72,0%) | R\$ 13,47 mi (67,4%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>60. Isto posto, sugere-se a adoção dessa opção 2, por ser de mais simples compreensão, por parte do consumidor, e de operacionalização, por parte da CCEE; impactar a todos os consumidores da mesma forma, principalmente no atual contexto de abertura do mercado; bem como dá sinal regulatório para que os consumidores distribuam seu consumo de forma uniforme "flat" ao longo do tempo, contribuindo para mitigar a necessidade de novas contratações de reserva de capacidade.</p> <p>IV - DO FUNDAMENTO LEGAL</p> <p>V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</p> <p>75. Considerando o exposto nesta Nota Técnica e diante das contribuições recebidas no âmbito da Segunda Fase da CP nº 61/2021 e suas respectivas análises contidas nesta Nota Técnica e no Relatório de Análise das Contribuições (Anexo I), conclui-se que deve ser emitida Resolução Normativa, conforme minuta do Anexo II, alterando as Resoluções Normativas ANEEL nº 957, de 2021, nº 1.009, de 2022, e nº 1.003, de 2022, para estabelecer as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade, na forma de potência, aprovar o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – COPCAP e aprovar a versão 2.0 do Submódulo 5.4 do Protet, conforme consta do Anexo III da minuta de Resolução Normativa do Anexo II desta Nota Técnica.</p> <p>76. Recomenda-se que o Processo seja encaminhado à Diretoria da ANEEL com vistas:</p> <p>(i) à emissão de Resolução Normativa, conforme minuta constante no Anexo II; e</p> <p>(ii) à instauração da Terceira Fase da Consulta Pública nº 61/2021, pelo prazo de 15 (quinze) dias, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento das Regras de Comercialização motivadas pela aprovação do presente processo.</p> <p>FABIANA BASTOS DE FARIA Especialista em Regulação CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA Coordenador de Comercialização OTÁVIO RODRIGUES VAZ Gerente de Regulação do Mercado de Energia Elétrica FELIPE ALVES CALABRIA Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica</p> <p>De acordo: ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de E</p> | De acordo com a Opção 2. | A escolha desta opção é a de menor custo para o Distribuidora de energia elétrica e por consequência para os consumidores regulados, portanto deve ser a adotada. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |