

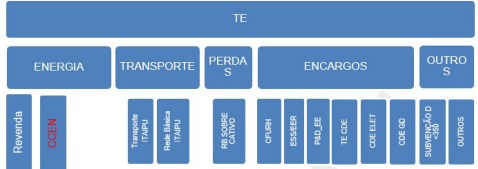



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 37/2025	
 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL de 31/10/25	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à definição do Rateio do custo e da geração de Angra 1 e 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, de que trata o Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
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 qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL Referência: 48500.033330/2025-33 Assunto: Rateio do custo e da geração de Angra 1 e Angra 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda , em razão do art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
I - DO OBJETIVO 1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de propor instauração de Consulta Pública (CP) para colher subsídios para o estabelecimento do rateio do custo e da geração de Angra 1 e Angra 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda , em razão do Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
II - DOS FATOS 2. A atual normatização relacionada a rateio dos custos e da geração das centrais nucleoeletráticas Angra 1 e 2 está disposta no PRORET , Submódulos 6.7 e 12.6, Submódulos 3.2 e 3.2A, na Resolução Normativa n. 1.009/2022 e nos Procedimentos de Comercialização, Submódulo 3.6. 3. Em 09/10/2025, foi publicada a Lei nº 15.235/2025, resultado da conversão da Medida Provisória 1.300/2025, de 25/5/2025, trazendo necessidade de alterações nas normas vigentes.	
III - DA ANÁLISE 4. O art. 11-A da Lei nº 12.111/2025, objeto da conversão da Medida Provisória 1.300/2025, de 25/5/2025 estabelece:	
Art. 11-A. A partir de 1º de janeiro de 2026, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração de energia de Angra 1 e Angra 2 será rateado entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda , rateando-se os custos e a geração de energia proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico, conforme regulação a ser estabelecida pela Aneel. (Incluído pela Lei nº 15.235, de 2025).	O artigo estabelece que TODOS os usuários finais devem pagar pela cotas de Angra 1 e 2, os consumidores livres, os autoprodutores, os consumidores cativos e os prossumidores de MMGD. Os subsídios aos consumidores de Baixa Renda, originados desta exceção de pagamento das cotas de Angra 1 e 2, que esses consumidores também utilizam por fazerem parte do SIN, deveriam ser oriundos de fundos do Tesouro Nacional, por se tratar de Política Pública. Sobre os subsídios da exceção, incidirão também aos demais consumidores, os impostos de PIS/COFINS e ICMS. Os governos, federal e estadual, deixam de pagar uma política pública e sobre ela também cobram impostos.
5. Na Exposição de Motivos nº 00025/2025 da Medida Provisória 1.300/2025, o MME justifica a alteração relacionada ao rateio dos custos e energia de Angra 1 e Angra 2 como adequação de encargos tarifários, da seguinte forma:	
6. <i>Dentre as medidas relacionadas à adequação de encargos tarifários, destacam-se as seguintes:</i> - redução do impacto social das cotas de Angra 1 e Angra 2, por meio da inclusão dos consumidores livres na base de adquirentes da energia produzida pelas usinas, resultando em uma distribuição da aquisição compulsória dessa geração mais aderente à configuração atual do sistema físico e comercial, suportada até então apenas pelos consumidores regulados;	O item da Exposição de motivos é o 8, e não 6. Pela exposição de motivos todos os consumidores deveriam pagar pelas cotas de Angra 1 e 2, inclusive os de Baixa Renda e os de MMGD.
(...)	
7. A questão regulatória que se apresenta deve ser avaliada sobre quatro óticas : (i) quais serão os usuários finais que participarão do rateio do pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração de energia de Angra 1 e Angra 2; (ii) como serão rateados os custos de Angra 1 e Angra 2; (iii) como será rateada a energia de Angra 1 e Angra 2; e (iv) qual o consumo individual verificado será considerado para os rateios.	
8. De forma complementar ao rateio de custos e energia de Angra 1 e 2, devem ser avaliadas as repercussões desta alteração legal no fluxo financeiro entre os agentes envolvidos, bem como nos processos tarifários de distribuição, o que inclui a avaliação da estrutura tarifária.	
9. Ainda, considerando o prazo exíguo para início de vigência do comando legal, janeiro/2026 , com possibilidade de repercussões operacionais relevantes para os diversos agentes setoriais envolvidos, busca-se como premissa inicial de aperfeiçoamento regulatório evitar grandes alterações procedimentais , adotando-se como base a sistemática de alocação de cotas e liquidação centralizada hoje vigentes. Neste sentido, não são esperadas alterações relevantes na definição do fluxo de receita a ser percebido pela Eletronuclear, focando-se na ampliação dos destinatários da energia e procedimentos de cobrança.	
III.1. Dos usuários finais pagadores à Eletronuclear da receita decorrente da geração de energia de Angra 1 e Angra 2	
10. Conforme explicitado no texto do art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, o pagamento será rateado entre os usuários finais do SIN , de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda .	Pelo disposto no Art. 11-A da Lei 12.111/2009, todos os consumidores deveriam pagar pelas cotas de Angra 1 e 2, inclusive aos livres e aos de MMGD.
11. Os usuários referenciados no art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, transcrito abaixo, são todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores livres (arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995) e especiais (§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996) e os autoprodutores , estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN.	Pelo disposto no Art. 3º-A da Lei nº 10.848/2004, todos os consumidores deveriam pagar pelas cotas de Angra 1 e 2, inclusive aos livres, os autoprodutores e aos de MMGD.
Art. 3º-A. Os custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluídos os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores , estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento.	
12. Depreende-se então que os usuários finais de energia elétrica do SIN, relacionados para o pagamento do custo de Angra 1 e Angra 2 são: os consumidores do ambiente regulado, excluídos os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, os consumidores livres e especiais, bem como os autoprodutores, estes na parcela de consumo líquido decorrente da interligação ao SIN.	
13. Os consumidores do ambiente regulado são necessariamente representados pelos agentes de distribuição, haja vista sua relação contratual e a evidente limitação operacional para faturamento por outro agente setorial. Cumpre registrar que se trata de conclusão objetiva quanto ao rol de usuários que devem suportar os custos, registrando-se a ressalva de que a forma de repasse de tais custos aos agentes depende de opção regulatória a ser explorada nesta nota técnica.	
III.2. Do rateio dos custos de Angra 1 e Angra 2	
III.2.1. Das alternativas elencadas para o tratamento Regulatório	
14. Atualmente a CCEE tem papel central no registro dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN) e, principalmente, na organização do fluxo financeiro associado à compra e venda da energia gerada por Angra 1 e 2 . Com base na Resolução Normativa nº 1.009/2022, nas Regras e Procedimentos de Comercialização, a CCEE conduz uma liquidação centralizada que integra a definição da obrigação de pagamento mensal dos agentes cotistas, além do procedimento de arrecadação e repasse de valores para à Eletronuclear.	
15. Aproveitando esta atribuição atual e sua capacidade operacional, entende-se que o caminho do aperfeiçoamento regulatório do tema passa necessariamente pela manutenção da CCEE como agente responsável pela liquidação dos valores associados a energia de Angra 1 e 2 . Uma abordagem alternativa seria a cobrança direta pela Eletronuclear aos usuários cotistas, a qual já foi descartada anteriormente, mesmo quando o número de agentes envolvidos se limitava aos agentes de distribuição .	
16. Conhecido o agente responsável pela coordenação financeira , importa definir alguns contornos operacionais a serem observados, entre os quais:	
i. Receita da Eletronuclear;	
ii. Regras de rateio aos usuários;	
iii. Necessidade de constituição de garantias financeiras ;	
iv. Exposição de Preço entre Submercados ;	
v. Responsabilidade por inadimplência ;	
vi. Acesso à informação tempestiva/transparência;	
vii. Serviço Prestado e CAFT.	
17. Quanto à repercussão tarifária, identificam-se dois possíveis caminhos, os quais se relacionam diretamente com a regra de rateio a ser observada pela CCEE. Uma primeira opção seria a cobrança aos usuários finais pelas tarifas de uso de distribuição e transmissão (TUSD/TUST). Neste caso, o agente de distribuição/transmissão seria o responsável pela obrigação associada ao mercado dos usuários do ACL e ACR com conexão a sua rede. Outra opção seria a cobrança para os usuários do ACR pela TE (Tarifa de Energia), e os usuários do ACL deveriam cumprir sua obrigação diretamente na CCEE exemplo dos agentes de distribuição .	
18. O tratamento tarifário enfrenta ainda o debate sobre a natureza do custo : se deve corresponder a um encargo setorial com alocação de energia aos cotistas ou se deve ser mantido como uma estrutura de operação de compra e venda de energia pelos cotistas .	Entendemos que para o cumprimento do estabelecido no art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 a melhor forma de cobrança de todos os usuários, incluindo os consumidores livres, regulados, os prossumidores de geração distribuída e os autoprodutores é através de um Encargo Setorial.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 37/2025	
 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL de 31/10/25	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à definição do Rateio do custo e da geração de Angra 1 e 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, de que trata o Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
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 qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>19. A opção de operação de compra e venda de energia mostra-se mais intuitiva uma vez que existe uma relação comercial direta entre gerador e usuários, preservando a caracterização do custo como energia. De outro lado, a caracterização como Encargo Setorial não parece expressa no comando legal, fato que indicaria ausência de competência desta Agência para fazê-lo.</p>	<p>Entendemos que a Aneel tem a competência estabelecida no art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 para efetuar o RATEIO correto a todos os usuários do SIN, incluindo-se os de MMGD, se assim não o fizer não estará cumprindo totalmente o estabelecido pelo comando legal.</p>
<p>20. Por fim, a referência legal para cobrança por meio de "adicional tarifário específico", no contexto de operação de compra e venda de energia deve ser interpretada no limite da estrutura do mercado de energia, ou seja, com adicional de custos na parcela de aquisição de energia, seja via adicional tarifário para o mercado regulado de distribuição ou em cobrança adicional específica para os demais agentes. Em ambos, a relação entre o custo e a cota de energia se dá por meio de um custo unitário (R\$/MWh) regulado e definido pela ANEEL, portanto, reveste-se de característica tarifária.</p>	<p>Entendemos que o art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 para efetuar o RATEIO correto a todos os usuários do SIN, devem ser incluídos os de MMGD, se assim não o fizer não estará cumprindo totalmente o estabelecido pelo comando legal.</p>
<p>21. A seguir serão apresentadas três alternativas para o tratamento regulatório do rateio do custo de Angra 1 e Angra 2 aos seus novos usuários.</p> <p>III.2.1.1. Alternativa 1 – Liquidação Centralizada - Encargo Setorial - Cobrança via TUSD/TUST</p>	
<p>22. Nesta opção seria mantida a liquidação centralizada dos custos na CCEE, atribuindo-se aos agentes de distribuição a responsabilidade pelo pagamento dos custos associados ao mercado regulado e livre com conexão ao seu sistema de distribuição. Para os consumidores livres/autoprodutores com conexão na Rede Básica a obrigação de pagamento deveria recair sobre os agentes de transmissão. Alternativamente, a obrigação de pagamento integral na liquidação poderia ser alocada às distribuidoras, que receberiam o repasse associado às transmissoras.</p>	
<p>23. A repercussão tarifária se daria por meio de repasse nas tarifas de uso, TUSD/TUST, com cobrança proporcional ao consumo mensal verificado, procedimento muito semelhante ao observado para o PROINFA. Aqui, a opção regulatória tarifária é de um Encargo Setorial, sendo a energia recebida considerada no portfólio de contratos da distribuidora com valor nulo.</p>	
<p>Pontos Favoráveis</p> <p>24. O primeiro ponto favorável é a literalidade do texto legal, tratando como "adicional tarifário específico" o repasse dos custos aos consumidores livres. Ademais, observa-se pouca necessidade de intervenção na REN 1.009/2022 e no processo atual de liquidação centralizada de Angra 1 e Angra 2 na CCEE.</p> <p>25. Nesta alternativa os consumidores não teriam preocupação com gerenciamento de contas bilaterais e nem na CCEE. O tratamento à eventual inadimplência aos pagamentos à Angra 1 e Angra 2 teriam o respaldo do contrato de constituição de Garantias – CCG hoje aplicáveis para as distribuidoras cotistas.</p>	<p>A criação de "adicional tarifário específico" é a melhor forma de atender ao Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 para efetuar o RATEIO correto a todos os usuários do SIN, incluindo-se os de MMGD, se assim não o fizer não estará cumprindo totalmente o estabelecido pelo comando legal.</p>
<p>Pontos Críticos</p> <p>26. Um complicador para o processo seria o tratamento em regulação tarifária. Para isso, seria necessário envolver o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, no recolhimento do custeio atribuído aos consumidores que acessam a Rede Básica pelas Transmissoras (Via Aviso de Débito – AVD[1]).</p>	
<p>27. Para completar esse ciclo, seria necessária a emissão de Despacho específico, como é feito para o PROINFA, para definir o pagamento das Transmissoras à CCEE ou às Distribuidoras. Nessa configuração, teria que envolver um terceiro no processo, as transmissoras, a quem recairia o risco de inadimplência dos consumidores.</p>	
<p>28. Trata-se de uma sistemática que mantém intermediários em uma operação típica de compra e venda de energia, ainda que compulsória, o que se distanciará das operações esperadas para o livre mercado. Também, poderia esbarrar em ausência de competência da ANEEL para a caracterização como encargo setorial.</p>	
<p>29. Ainda, amplia-se o que ocorre atualmente com o PROINFA ao se alocar uma energia sem custo associado (cobrado na TUSD) na formação do requisito de energia e cálculo do preço médio de aquisição da energia, distorcendo, de certa forma, a informação do preço da energia entregue pela distribuidora.</p>	
<p>III.2.1.2. Alternativa 2 – Liquidação Centralizada – Compra Compulsória – Componente TE</p>	
<p>30. Nesta alternativa, os consumidores livres e especiais passariam a fazer parte da liquidação centralizada de Angra 1 e Angra 2 na CCEE. Os agentes de distribuição ficariam responsáveis pelo pagamento apenas da carga dos consumidores cativos e seu recebimento via Tarifa de Energia (TE).</p>	
<p>31. Nesta alternativa, para garantir a segregação dos consumidores da subclasse residencial baixa renda, deve-se criar uma nova componente tarifária exclusiva do custo de Angra 1 e 2 na TE.</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prossumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p>
<p>Pontos Favoráveis</p> <p>32. O primeiro ponto favorável é a pequena intervenção no processo de liquidação atual. A CCEE realizaria a nova operacionalização do rateio do custo de Angra 1 e Angra 2 de modo estável em comparação ao processo atual. O tratamento à eventual inadimplência aos pagamentos à Angra 1 e Angra 2 mantém o respaldo do Contrato de Constituição de Garantias – CCG. Este seria utilizado por todos os usuários de energia nuclear, inclusive os consumidores.</p>	
<p>33. Outro ponto favorável, no aspecto tarifário, é a manutenção da cota e do correspondente custeio da energia na natureza de energia, mitigando eventuais distorções ao se alocar uma energia a custo zero na formação do requisito de energia da distribuidora.</p>	
<p>Pontos Críticos</p> <p>34. Atualmente, está explícito na REN nº 1.009/2022 que o Faturamento Bilateral se dá com base no mapa de liquidação financeira da Receita de Venda de Angra 1 e 2, mediante emissão de documentos fiscais, conforme transcrito:</p> <p><i>"Art. 78. O faturamento do Gerador, relativo às Receitas de Venda das Usinas, será realizado com base no Mapa de Liquidação Financeira da Receita de Venda de Angra 1 e 2, mediante a emissão de documentos fiscais, individualizados por Usina, cujos vencimentos ocorrerão em data definida em Procedimento de Comercialização específico."</i></p>	
<p>35. Tal necessidade foi identificada como essencial do ponto de vista tributário na primeira versão da Norma, que teve como base a Nota Técnica nº 103/2012-SEM, ANEEL, de 24/10/2012:</p> <p><i>"23. Destaca-se que a proposta prevê o faturamento bilateral entre a Eletronuclear e cada distribuidora cotista. Esse faturamento é essencial do ponto de vista tributário, já que um faturamento centralizado dependeria de autorização dos órgãos competentes, de forma que a tributação pudesse ocorrer corretamente. Assim, o faturamento permanece bilateral, assim como nos CCEARs, sendo que o vencimento ocorrerá em data definida em Procedimento de Comercialização específico."</i></p>	
<p>36. Desta feita, o primeiro ponto crítico é o aumento do volume de faturas a serem enviadas por Angra 1 e Angra 2, com a inclusão dos Consumidores Livres e Especiais e das cargas de autoprodutores. Poderia haver a elevação da percepção de risco de inadimplência por parte de Angra 1 e 2.</p>	
<p>37. Além disso, existiria a necessidade de abertura e manutenção de conta específica para o pagamento dos custos de Angra 1 e Angra 2 pelos novos pagadores. A utilização de novas contas, além daquela utilizada para o Mercado de Curto Pazo e pagamento dos Encargos de Energia de Reserva, poderia, eventualmente, propiciar elevação de inadimplência em razão de erros operacionais.</p>	
<p>III.2.1.3. Alternativa 3 - Cobrança baseada na liquidação de Energia de Reserva</p>	
<p>38. Nesta alternativa, a cobrança seria realizada via liquidação de Reserva já implementada. Aqui seriam aproveitados os processos de apuração e fundo de garantia de reserva, finalizando por completo o processo de liquidação centralizada de Angra 1 e Angra 2 até então vigentes.</p>	
<p>Pontos Favoráveis</p> <p>39. Dentre os pontos positivos desta alternativa se destacariam: i) a experiência do consumidor com a liquidação de reserva, já conhecida; ii) menor risco de inadimplência operacional; e iii) o aproveitamento do tratamento de eventual inadimplência com o fundo de reserva atualmente estabelecido em razão do Decreto nº 6.335, de 16/01/2008.</p>	
<p>Pontos Críticos</p> <p>40. Um dos principais pontos críticos para essa alternativa é a perspectiva de risco tributário para a CCEE, por valores transitar em contas daquela câmara.</p>	
<p>41. Nessa operação, existe risco considerável de contaminação entre recursos que seriam atribuídos ao pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e aqueles associados às usinas de Angra 1 e Angra 2, com mercados pagantes distintos, o que exigiria gestão adicional dos recursos da Conta de Energia de Reserva – CONER.</p>	
<p>42. Além desses pontos, identificou-se que as atualizações monetárias são distintas. Energia de Reserva utiliza IGP-M, e Angra 1 e Angra 2 utiliza o IPCA.</p>	
<p>43. Ademais, para a utilização desta alternativa julga-se necessária a edição de decreto ou mesmo modificações no Decreto nº 6.353, de 16/01/2008, o qual regulamentou a contratação de energia de reserva.</p>	

 CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 37/2025 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL de 31/10/25	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à definição do Rateio do custo e da geração de Angra 1 e 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, de que trata o Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
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 qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>44. Por fim, cabe destacar que Lei nº 15.235/2025 não explicita a conversão da contratação de Angra 1 e 2 em Contrato de Energia de Reserva (CER), tal como foi realizado pela Medida Provisória 1.232/2024, quando deu tratamento a contratos remanescentes da operação isolada do SIN do sistema Manaus.</p> <p>III.3. Do rateio da geração de Angra 1 e Angra 2</p> <p>III.3.1. Das alternativas elencadas para o tratamento Regulatório</p> <p>45. A seguir serão apresentadas as alternativas para o tratamento regulatório do rateio da energia gerada de Angra 1 e Angra 2 considerando os o novo rol de usuários.</p> <p>III.3.1.1. Alternativa 1 - Rateio da geração efetiva como contratos (CQ)</p> <p>46. Nesta alternativa, as cotas seriam estabelecidas mensalmente, conforme geração realizada de Angra 1 e 2. Com isso, não seria necessário tratar o efeito da assunção dos desvios entre as cotas recebidas e a geração, percebidos pelos recebedores da energia (Agentes de Distribuição - D, Consumidores Livres e Especiais - CL e Cargas de Autoprodutores - APE), tal qual como é feito hoje.</p> <p>Pontos Favoráveis</p> <p>47. Como pontos favoráveis é possível destacar a eliminação da necessidade de inclusão de variável do desvio entre cota estabelecida e a geração efetiva das usinas como é feito atualmente, simplificando o resultado do contrato para o cotista.</p> <p>Pontos Críticos</p> <p>48. Como empecilho para a implementação desta alternativa, poder-se-ia identificar a incerteza do volume de contrato que os cotistas receberiam de Angra 1 e 2, o que seria um complicador para a gestão do portfólio de aquisição de energia para atendimento da carga.</p> <p>III.3.1.2. Alternativa 2 - Cotas firmes (Quantidade contratada proporcional às Garantias Físicas e aos valores estabelecidos de cotas).</p> <p>49. Nesta alternativa, as cotas mensais firmes estabelecidas pela ANEEL seriam rateadas mensalmente para os cotistas, na proporção de seu consumo. Mantém-se a assunção dos desvios entre as cotas recebidas e a geração pelos recebedores da energia (D/CL/APE), sendo a exposição assumida por esses agentes, bem como mantém a figura atual do ressarcimento anual quando a geração efetiva for menor que o total de contratos.</p> <p>Pontos Favoráveis</p> <p>50. Nessa alternativa, verifica-se uma pequena intervenção, mantendo o processo de distribuição da energia semelhante ao processo atual. Como os volumes contratados serão estáveis pela natureza da produção de energias das usinas, o gerenciamento do portfólio contratual é facilitado.</p> <p>51. Nesse arranjo, Angra 1 e Angra 2 não seriam prejudicadas por geração abaixo da cota mensal. Além de apresentar estabilidade no fluxo de caixa das usinas.</p> <p>Pontos Críticos</p> <p>52. Nessa alternativa, os usuários da energia de Angra 1 e Angra 2 permaneceriam com a exposição em relação aos desvios entre cota e geração efetiva. Isso manteria a imprevisibilidade de custo, de certo modo, principalmente em situações de paradas para manutenção, situação, em certa medida, mitigada pelas características da operação da usina. Ademais, as compensações associadas aos desvios de geração não guardariam proporção direta ao custo suportado por cada usuário originalmente, situação comum aos ajustes financeiros observados nas tarifas de distribuição.</p> <p>III.4. Das alternativas escolhidas e suas especificidades</p> <p>53. Diante das considerações apresentadas identificou-se como as melhores opções para regulamentar o art. 11-A da Lei nº 12.111/2009 as alternativas:</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prosumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que precetua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p> <p>Alternativa adequada, já que estabelece rateios mensais para os cotistas, na proporção de seu consumo, mesmo os de MMGD, visto que por possuírem 99,5% de fonte solar, no período noturno ou de baixa insolação, usam energia de Angra 1 e 2.</p> <p>A recomendação mais adequada é o uso das alternativas: a) Para rateio de Custos: III.2.1.1. Alternativa 1 – Liquidação Centralizada - Encargo Setorial - Cobrança via TUSD/TUST e b) Para rateio da Geração: III.3.1.2. Alternativa 2 - Cotas firmes (Quantidade contratada proporcional às Garantias Físicas e aos valores estabelecidos de cotas).</p>
<p>- III.2.1.2. Alternativa 2 - Cobrança via liquidação Centralizada de Angra na CCEE; e</p>	
<p>- III.3.1.2. Alternativa 2 - Cotas firmes com quantidade contratada proporcional às Garantias Físicas e aos valores estabelecidos de cotas</p>	
<p>54. A combinação das duas alternativas apresenta menor intervenção em relação ao processo atual, dado o prazo legal instituído para o regimento vigorar, qual seja, 1º de janeiro de 2026.</p>	
<p>55. Como forma de mitigar impactos na proposta escolhida para o rateio dos custos de Angra 1 e Angra 2 da alternativa presente item III.2.1.2, em discussões com a CCEE, a Câmara sugeriu a utilização da conta de Custódia, ao invés da conta específica da liquidação de Angra 1 e 2 atualmente utilizada. Segundo a Câmara, essa melhoria reduziria o custo de abertura e manutenção da conta dos novos participantes.</p>	
<p>56. Quando o agente adere à CCEE, ele deve abrir uma conta corrente específica para fins de liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP, junto ao agente de liquidação e custódia da CCEE, conforme Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE:</p> <p>“3.9 O candidato a agente deve abrir uma conta corrente específica para fins de liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP, junto ao agente de liquidação e custódia da CCEE, u lizando o mesmo CNPJ indicado no processo de adesão, e informar a referida conta no sistema.”</p>	
<p>57. Segundo a CCEE, com a utilização da Conta Custódia é possível alocar os valores de acordo com a data de depósito, não gerando confusão na utilização do montante financeiro com outras obrigações operacionalizadas nessa mesma conta.</p>	
<p>58. Destaca a CCEE que a Conta Custódia já é usada para pagamento do Mercado de Curto Prazo, Energia de Reserva, ERCAP, MVE, MCSDs e Penalidades.</p>	
<p>59. Diante dessa possibilidade, cabe destacar esse ponto para ser avaliado pelos agentes e sociedade na Consulta Pública.</p>	
<p>60. Um outro ponto que merece destaque de forma geral é que atualmente existe uma metodologia para mitigação dos riscos financeiros eventualmente impostos às Distribuidoras[2] decorrentes de diferenças de preços entre submercados. Isso porque o contrato de Angra é registrado no submercado da Usina.</p>	
<p>61. Hoje já existe metodologia nas Regras de Comercialização de mitigação desse tipo de Risco que engloba os CCEARs e os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGFs. Tudo isso apenas para fins de modicidade tarifária, no âmbito dos agentes de distribuição.</p>	
<p>62. Assim, entende-se pertinente manter a mitigação dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados apenas aos contratos de Angra 1 e Angra 2 alocados aos agentes de distribuição.</p>	Concordamos que os riscos financeiros devem ser mantidos em cada ambiente, livre ou regulado e em cada submercado.
<p>III.5. Do estabelecimento das Receitas de Venda e Energia de Angra 1 e 2</p> <p>63. Visto que a proposta encaminhada mantém total aderência aos procedimentos de definição da Receita de Venda de Angra 1 e 2 a ser considerada na liquidação conduzida pela CCEE, não seriam necessários ajustes para a definição deste parâmetro.</p>	
<p>64. No entanto, face ao recente debate sobre a cobertura tarifária associada aos custos do CAFT devidos à CCEE, que atualmente são deduzidos do repasse mensal à Eletro nuclear e considerados na Receita Anual homologada pela ANEEL, propõe-se alterar a alocação deste custo diretamente para os usuários finais, adicionando-se ao valor a ser rateado e arrecadado destes. Neste sentido, o custo seria excluído da Receita Anual da Eletro nuclear a partir de 2026.</p>	
<p>65. Assim, o custo mensal a ser rateado entre os usuários na CCEE deve corresponder ao duodécimo da soma da Receita Fixa Anual, Ajustes Anuais (Parcela Variável ou Ressarcimento) e do CAFT, sendo que os ajustes anuais se manteriam sob apuração da CCEE.</p>	
<p>66. Quanto à energia a ser alocada, também seria mantido o critério de formação, correspondendo ao montante de energia elétrica disponível para venda das centrais de geração Angra 1 e 2 obtido com base nas garantias físicas apuradas e descontados os consumos internos das usinas e as perdas na Rede Elétrica.</p>	
<p>III.6. Do consumo individual verificado a ser considerado nos rateios</p>	
<p>67. A opção regulatória apresentada em que a CCEE coordena a alocação financeira e contratos associados a energia de Angra 1 e 2 permite uma uniformidade nos dados a serem utilizados para rateio de custos e energia, caracterizando uma operação efetiva de compra e venda de energia entre a geradora e os usuários da energia.</p>	
<p>68. Com base no comando legal, o critério de rateio a ser observado deve ser o consumo individual verificado, este identificável para os usuários agentes da CCEE por meio de informações de carga disponíveis nas contabilizações da CCEE (Consumo Total do Agente – TRC), o qual deve ser ajustado pela energia alocada de autoprodução.</p>	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 37/2025	
 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL de 31/10/25	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à definição do Roteio do custo e da geração de Angra 1 e 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, de que trata o Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
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 qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>69. Para os agentes de distribuição, que representam os usuários finais de energia do ambiente regulado, também é necessário ajuste no parâmetro do TRC, de forma a refletir apenas o consumo verificado dos usuários finais. Para tanto, propõe-se solução semelhante ao adotado para o roteio mensal da energia do PROINFA, mediante a aplicação de fator de ajuste de mercado a ser homologado anualmente pela ANEEL e que corresponderá a razão do mercado TE faturado da distribuidora sem a subclasse baixa renda (Fornecimento + Suprimento – Residencial baixa renda (Tarifa Social)) pelo TRC, ambos em mesma base temporal, preferencialmente referente aos 12 últimos meses disponíveis.</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prosumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p>
<p>70. Na medida em que o mercado de suprimento das distribuidoras não agentes da CCEE está contido no mercado de roteio da supridora, assume-se que a alocação de custos e energia para estas distribuidoras será observado de forma indireta, no caso, por meio de repercussão na tarifa de suprimento.</p>	
<p>III.7. Repercussões nos Processos Tarifários de Distribuição</p>	
<p>71. Do ponto de vista dos agentes de distribuição que atualmente já são cotistas, a proposta para contratação de CCENS não indica alterações significativas, restringindo-se a uma alteração em sua participação face ao novo critério de roteio introduzido.</p>	
<p>72. No entanto, para assegurar a adequada repercussão aos usuários finais, e em cumprimento ao comando legal, é preciso delimitar tratamento tarifário que assegure a isenção aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, bem como permita a identificação de adicional tarifário.</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prosumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p>
<p>73. O encaminhamento neste caso se restringe a adequar a composição da estrutura tarifária na componente tarifária TE ENERGIA. Para tanto, o custo de compra de energia associado ao CCEN deverá ser destacado da componente tarifária vigente, passando a termos duas componentes na função de custo Energia, uma representando os custos associados ao CCEN e outra para os demais custos de compra de energia.</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prosumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p>
<p>74. A definição das tarifas de referência – TR para cálculo da estrutura tarifária deve ser idêntica para a atual componente energia, com os mesmos sinais entre postos e subgrupos tarifários, contudo, deve-se considerar a não aplicação da componente TE-CCEN para a Subclasse Residencial Baixa Renda. Destaca-se ainda que ambas as componentes tarifárias devem ser aplicadas ao suprimento de energia visto que as distribuidoras supridoras também devem suportar tais custos.</p>	<p>O uso do componente TE para a cobrança do componente de cotas de Angra 1 e 2 não é adequado, pois não abarca os prosumidores de MMGD que ficariam isentos dos pagamentos das cotas e portanto não cumpriria o estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda.</p>
<p>75. Com relação as distribuidoras totalmente supridoras, a estrutura tarifária observará o mesmo procedimento, devendo o custo associado a energia de Angra 1 e 2 ser identificado a partir da proporção de custos de compra de energia suportados pela distribuidora supridora, ou o conjunto delas de forma ponderada.</p>	
<p>76. Estes procedimentos descritos serão implementados mediante alterações nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Submódulos 7.1, 7.2 e 7.3. Outros ajustes pontuais deverão ser implementados no Submódulo 3.2 e planilhas auxiliares de cálculo para fins de destaque dos custos e componentes tarifárias específicas.</p>	<p>O Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição que trata dos PROCEDIMENTOS GERAIS não estará adequadamente abrangendo a cobrança aos prosumidores de MMGD conforme estabelecido no Art. 11-A da Lei nº 12.111/2025 que preceitua a cobrança a TODOS os usuários finais, excluídos apenas os de Baixa Renda, visto que a MMGD não paga TE e a partir de 2026, para os novos entrantes, contempla apenas o pagamento de 60% da TUSD.</p> <div style="text-align: center;">  <p>Figura 2: Funções de custos e componentes tarifários da TE</p> </div>
<p>III.7.1. Proposta de Implementação nas Tarifas de Distribuição</p>	
<p>77. O dispositivo introduzido pela Lei nº 15.235/2025 é inequívoco quanto à aplicação do novo roteio dos custos e energia de Angra 1 e 2 a partir de janeiro/2026, no entanto, o regime tarifário das distribuidoras possui marcos temporais específicos para o reajuste e revisão tarifária, estes diferentes entre os agentes de distribuição. Além disso, no que se refere aos itens de Parcela A, como os custos com compra de energia, estão previstos mecanismos para compensação de diferenças de custos e coberturas tarifárias (CVA) e entre cobertura tarifária e faturamento (Neutralidade).</p>	
<p>78. Neste contexto, poderia se optar por uma implementação conforme calendário tarifário, no entanto, o dispositivo legal agrega uma isenção tarifária, logo, se faz necessária a atuação imediata do regulador para alterar a tarifa de aplicação aos beneficiários da Subclasse Baixa Renda.</p>	
<p>79. Desta forma, entende-se que deve haver a republicação das tarifas de aplicação de todas as distribuidoras para afastar o repasse dos custos associados aos CCENS para a Subclasse Baixa Renda a partir de janeiro/2026. Para identificar o valor a ser deduzido até o processo tarifário sugere-se a adoção de procedimento simplificado, adotando-se um redutor comum para todos os agentes de distribuição obtido da relação entre o Receita Anual de Angra 1 e 2 de 2025 homologada pela REH 3.432/2024, R\$ 4.107.224.263,00, e o mercado cativo anual do SIN de 290.189.434,95 MWh observado nos últimos 12 meses[3], resultando na dedução de R\$ 14,15/MWh a ser aplicado nos faturamentos da subclasse Residencial Baixa Renda que considerem o consumo a partir de 1º/JAN/2026 na componente TE-Energia, referente aos processos homologados em 2025.</p>	<p>Atualmente, em 5 de Janeiro de 2026, a MMGD tem instalados 43,28 GW em fonte solar, o que equivale a uma geração média, segundo critério de Fator de Capacidade da EPE, calculados no PDE 2034, de 6,64 GW/médios ou 58.166.400 MWh anuais, representando 20% do mercado do SIN, que deverá também pagar pela compensação das cotas de Angra 1 e 2. O critério do pagamento da MMGD pode ser similar ao do Baixa Renda ao valor de R\$ 14,15/MWh compensado, o que resultaria anualmente em R\$ 823 milhões.</p>
<p>80. Vale frisar que o procedimento não se trata de recalculas as tarifas de energia de todos os usuários, mas apenas de afastar os custos para este grupo específico, restando os efeitos da perda de arrecadação a serem compensados no processo tarifário seguinte.</p>	
<p>8. Do ajuste no Montante de Reposição para participação das distribuidoras nos Leilões A-1, A-2 e A-3</p>	
<p>81. O Decreto 5.163/2004 estabelece em seu art. 24 que os agentes de distribuição poderão contratar, nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição e à recuperação de mercado.</p>	
<p>82. Já o § 7º determina que a apuração do montante de reposição deverá considerar os efeitos da alocação de cotas da garantia física de energia e de potência proveniente das usinas hidrelétricas cujas concessões tenham sido prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, e de cotas das Usinas Angra 1 e 2, observadas as normas fixadas pela ANEEL.</p>	
<p>83. A Portaria Normativa MME nº 107, de 29 de abril de 2025, que estabelece as diretrizes e a sistemática para a realização dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes de 2025, fixou em art. 5º que os agentes de distribuição deverão apresentar declaração de necessidade para os anos de 2026, 2027 e 2028 nos seguintes períodos: i) 12 a 22 de agosto de 2025 e ii) ratificação ou retificação da declaração de 21 a 31 de outubro de 2025.</p>	
<p>84. Isto posto, de forma a dar alguma previsibilidade para os agentes de distribuição em relação aos montantes a serem recontraídos para 2026, foi adicionada ao montante de reposição a energia equivalente à redução estimada de 42,34% das cotas de energia das usinas de Angra 1 e 2, tendo como base as cotas de 2025, publicadas pelo Despacho nº 3.835, de 18 de dezembro de 2024.</p>	<p>Atualmente, em 5 de Janeiro de 2026, a MMGD tem instalados 43,28 GW em fonte solar, o que equivale a uma geração média, segundo critério de Fator de Capacidade da EPE, calculados no PDE 2034, de 6,64 GW/médios ou 58.166.400 MWh anuais, representando 20% do mercado do SIN, que deverá também pagar pela compensação das cotas de Angra 1 e 2. O critério do pagamento da MMGD pode ser similar ao do Baixa Renda ao valor de R\$ 14,15/MWh compensado, o que resultaria anualmente em R\$ 823 milhões.</p>
<p>85. Por se tratar de um valor provisório, eventual alteração nas cotas finais dos agentes de distribuição serão avaliadas no processo de exposição involuntária referente ao ano de 2026, conforme já previsto no Decreto 5.163/2004, art. 3º, §7º, inciso IV.</p>	
<p>IV - DO FUNDAMENTO LEGAL</p>	
<p>86. As argumentações expressas nesta Nota Técnica estão fundamentadas nos seguintes instrumentos legais e regulatórios:</p>	
<p>a. Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; nº 10.848, de 15 de março de 2004; e nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e nº 15.235, de 9 de outubro de 2025;</p>	
<p>b. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; e Decreto nº 6.335, de 16 janeiro de 2008;</p>	
<p>c. Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022.</p>	
<p>V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</p>	
<p>87. Concluímos pela necessidade de abertura de Consulta Pública para estabelecimento do Roteio do custo e da geração de Angra 1 e Angra 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), de que trata o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, exceto entre os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, em razão do art. 11-A da Lei nº 12.111, incluído pela Lei nº 15.235/2025, com base na minuta de Resolução Normativa presente no Anexo I desta Nota Técnica. Também se faz necessária a revisão dos Submódulos 3.2, 3.2A, 6.7, 7.1, 7.2, 7.3 e 12.6 do PRORET.</p>	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 37/2025	
	
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-SGM/STR/ANEEL de 31/10/25	
EMENTA: Obter subsídios e informações adicionais com vistas à definição do Rateio do custo e da geração de Angra 1 e 2 entre os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, de que trata o Art. 11-A da Lei nº 12.111/2009, incluído pela Lei nº 15.235/2025.	
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 qualquer dispositivo.	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>88. O tema abordado nesta Nota Técnica tem justificativa para não elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR), conforme o inciso III do art. 7º(4) do Anexo da Resolução Normativa ANEEL nº 941, de 2021, em razão do baixo impacto regulatório associado a questão meramente operacional de como implementar disposição já expressa e definida na Lei nº 15.235/2025 acerca da alocação de custos e de geração de energia elétrica das usinas de Angra I e II ao ACR e ACL.</p>	<p>Entendemos que os impactos serão sentidos pelos consumidores, com aumento de valor a pagar para os livres e redução de valor a pagar para os cativos, portanto a AIR deveria ser elaborada pela Aneel.</p>
<p>89. Recomendar o envio pela CCEE das Regras e Procedimentos de Comercialização para o atendimento ao art. 11-A da Lei nº 12.111/2009 em até 5 dias corridos da emissão desta Nota Técnica, com base nas alternativas presentes nos itens III.2.1.2. Alternativa 2 - Cobrança via liquidação Centralizada de Angra na CCEE, e III.3.1.2. Alternativa 2 - Cotas firmes (Quantidade contratada proporcional às Garantias Físicas e aos valores estabelecidos de cotas), por apresentarem menores intervenções em relação ao processo atual. Tais Regras e Procedimentos de Comercialização também comporão os documentos da Consulta Pública a serem avaliados pela sociedade.</p>	<p>A recomendação mais adequada é o uso das alternativas: a) Para rateio de Custos: III.2.1.1. Alternativa 1 – Liquidação Centralizada - Encargo Setorial - Cobrança via TUSD/TUST e b) Para rateio da Geração: III.3.1.2. Alternativa 2 - Cotas firmes (Quantidade contratada proporcional às Garantias Físicas e aos valores estabelecidos de cotas).</p>
<p>90. Por fim, dada a urgência de operacionalizar o novo rateio de Angra 1 e Angra 2, a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2026, sugere-se que as propostas de Regulamento e de Regras e Procedimentos de Comercialização tenham sua aplicação, em caráter provisório, aprovada pela Diretoria da ANEEL quando da abertura da Consulta Pública, com a possibilidade de recontabilização no processo tarifário subsequente à aprovação definitiva, caso sejam aprovadas alterações no fechamento da Consulta Pública.</p> <p>CARLOS EDUARDO GUIMARÃES DE LIMA Especialista em Regulação/SGM LUIZ ROGÉRIO CORRÊA DA COSTA Analista Administrativo/SGM LUCAS MORAIS NASCIMENTO Analista Administrativo/SGM ANDRÉ VALTER FEIL Especialista em Regulação/STR ROBSON KUNH YATSU Gerente de Gestão Tarifária DENIS PEREZ JANNUZZI Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica</p> <p>De acordo:</p> <p>FELIPE ALVES CALABRIA Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Felipe Alves Calabria, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica, em 31/10/2025, às 10:12 Luiz Rogério Corrêa Da Costa, Analista Administrativo, em 31/10/2025, às 10:14 Carlos Eduardo Guimarães De Lima, Especialista em Regulação, em 31/10/2025, às 10:14 Lucas Moraes Nascimento, Analista Administrativo, em 31/10/2025, às 10:24 André Valter Feil, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais, em 31/10/2025, às 10:32 Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária, em 31/10/2025, às 10:36 Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a), em 31/10/2025, às 10:45, Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 31/10/2025, às 11:33</p>	