


CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 01/2026	
 <b>CONCEN</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 06 de novembro de 2025.</b>	
<b>EMENTA:</b> Obter subsídios e informações para o aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório, no âmbito da atividade "Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" prevista na Agenda Regulatória.	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
<b>IMPORTANTE:</b> 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	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
<b>NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 06/11/2025</b> Referência: 48500.902339/2024-11 Assunto: Instalação de Consulta Pública associada à atividade "Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" da Agenda Regulatória.	
<b>I - DO OBJETIVO</b> 1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar informações para subsidiar a instalação de Consulta Pública no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória da ANEEL.	
<b>II - DOS FATOS</b> 2. Por meio da Portaria nº 6.909, de 26 de novembro de 2024, foi aprovada a Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2025/2026, na qual encontra-se a atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" coordenada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD. 3. Com o objetivo de fornecer subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR planejada para ser desenvolvida na atividade regulatória mencionada, no âmbito da cooperação existente entre a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – GIZ e a ANEEL, a GIZ contratou um consórcio para elaborar o estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro". O estudo foi desenvolvido entre abril de 2023 e maio de 2024 e, como produtos, foram elaborados três relatórios. Em julho de 2024, a GIZ encaminhou à ANEEL as versões finais dos documentos. 4. Durante o período de 15 de agosto a 12 de novembro de 2024, permaneceu instaurada a Tomada de Subsídios – TS nº 13/2024 da ANEEL, cujo objetivo foi receber considerações para aprimoramento do estudo elaborado pelo consórcio anteriormente mencionado. 5. Em 26 de junho de 2025 foi publicada a Portaria do MME nº 111/2025, que estabelece diretrizes gerais para estímulo à digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão.	
<b>III - DA ANÁLISE</b> <b>III.1. Da contextualização</b> 6. Encontra-se na Agenda Regulatória 2025/2026 da ANEEL a atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição". De forma breve, o objetivo da atividade é responder a duas perguntas: (i) se há necessidade de intervenção regulatória da ANEEL relativa ao tema de <b>implantação de medição inteligente</b> no âmbito da distribuição; e (ii) caso afirmativo, qual a <b>forma mais adequada</b> para essa intervenção. O objetivo é que a investigação para responder a tais perguntas ocorra por meio da elaboração de uma Análise de Impacto Regulatório – AIR. 7. Nesse contexto, no âmbito do acordo de cooperação técnica que possui com a ANEEL, foi contratada pela GIZ a elaboração do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro". Do ponto de vista da ANEEL, a intenção era que o estudo pudesse fornecer subsídios para a elaboração da AIR prevista para a atividade de sua Agenda Regulatória. 8. O estudo foi desenvolvido entre os meses de abril de 2023 e maio de 2024. Ao longo do estudo, três relatórios foram produzidos pelas consultorias executoras, um relativo a cada etapa. O desenvolvimento do estudo contou com acompanhamento de áreas técnicas da ANEEL por meio de reuniões periódicas nas quais o andamento das atividades era acompanhado e questões técnicas referentes ao desenvolvimento do estudo eram discutidas. 9. Todavia, é importante esclarecer que as informações, opiniões e recomendações contidas nos três relatórios são aquelas fornecidas pelas consultorias executoras, as quais foram responsáveis pela elaboração do estudo contratado. Dessa forma, em consonância com o objetivo inicial mencionado anteriormente, o estudo configura-se como uma <b>fonte de subsídios a ser considerada pela ANEEL</b> para o desenvolvimento de sua atividade regulatória, fonte essa que contém informações e recomendações de responsabilidade das executoras do estudo. 10. Com a conclusão dos três relatórios, foi instaurada a TS nº 13/2024 mediante a Nota Técnica nº 67/2024 – STD-SFF-STR-SFF-SG/ANEEL. A intenção foi dar publicidade à sociedade sobre o conteúdo dos relatórios recebidos pela ANEEL e, ao mesmo tempo, receber considerações sobre as informações e recomendações fornecidas pelas consultorias que elaboraram os documentos, tendo como foco a elaboração posterior de AIR próprio pela ANEEL.	
<b>III.2. Da Análise de Impacto Regulatório</b> 11. Com a conclusão da TS nº 13/2024, as contribuições foram compiladas e analisadas. Adicionalmente, a STD realizou reuniões técnicas com alguns participantes do referido processo de participação pública de forma a discutir com maior aprofundamento aspectos constantes de suas respectivas contribuições. Por fim, dados foram solicitados a algumas distribuidoras com o objetivo de fornecer subsídios para a AIR, em particular, para a análise de custo-benefício. Mais informações sobre as contribuições recebidas, as reuniões realizadas e os dados requeridos encontram-se no Relatório de AIR anexo a esta nota técnica. As informações coletadas por meio das referidas ações serviriam como subsídios para a elaboração da AIR da ANEEL. 12. Desse modo, a AIR inicialmente elaborada pelas consultorias no estudo recebido pela ANEEL foi revisada pelas áreas técnicas. Com base nos subsídios recebidos e nas disposições da Portaria do MME nº 111/2025, o conjunto de alternativas consideradas para resolução do problema regulatório foi reformulado, o que ocorreu também com o conjunto de critérios utilizados para comparação das alternativas em termos do atingimento dos objetivos pretendidos. 13. Assim sendo, as áreas técnicas entendem que o Relatório de AIR revisado da ANEEL encontra-se pronto para ser disponibilizado para a sociedade por meio da Instalação de Consulta Pública. Dessa forma, espera-se receber considerações sobre os diversos conteúdos do documento. Em particular, recomenda-se o envio de contribuições para o aprimoramento de premissas adotadas, fontes de dados utilizadas e sobre a alternativa regulatória recomendada.	
<b>IV - DO FUNDAMENTO LEGAL</b> 14. O conteúdo desta nota técnica tem como fundamento legal a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; o Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; e a Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.	
<b>V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO</b> 15. Na Agenda Regulatória 2025/2026 da ANEEL, encontra-se a atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição", cujo objetivo principal é elaborar AIR para investigar a necessidade de intervenção da ANEEL relativa ao tema de <b>implantação de medição inteligente</b> no segmento de distribuição, e, caso comprovada a necessidade, identificar a forma mais adequada para essa intervenção. 16. Com base nos subsídios obtidos por meio da Tomada de Subsídios nº 13/2024, de reuniões técnicas, de coleta de dados e nas disposições da Portaria do MME nº 111/2025, foi possível elaborar uma Análise de Impacto Regulatório da ANEEL sobre o tema, tomando como referência inicial o estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro", produzido no âmbito do acordo de cooperação técnica entre ANEEL e GIZ. 17. Nesse contexto, a instalação de Consulta Pública permitirá dar publicidade à sociedade sobre o conteúdo do Relatório de AIR da ANEEL de forma que os interessados poderão enviar considerações sobre a alternativa regulatória recomendada e contribuições para o aprimoramento dos vários itens abordados no documento, com foco nas premissas adotadas e fontes de dados utilizados. 18. Com base no exposto, as áreas técnicas recomendam que: (i) esse processo seja encaminhado para sorteio de Diretor Relator para que seja submetido à deliberação da Diretoria a instalação de Consulta Pública, por meio de intercâmbio documental e com duração de 90 dias, com o objetivo de receber contribuições para aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório da ANEEL no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" da Agenda Regulatória; e (ii) que o Relatório de AIR e arquivos associados sejam disponibilizados no âmbito da Consulta Pública, os quais sigam em anexo a esta nota técnica.	
(Assinado digitalmente) (Assinado digitalmente) MARCOS VENCINIUS LEITE VASCONCELOS AILSON DE SOUZA BARBOSA Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais Especialista em Regulação PEDRO MELLO LOMBARDI WESLEY FERNANDO USIDA Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição Especialista em Regulação VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO Coordenador de Regulação Econômica Especialista em Regulação ROBSON KUHN YATSU Gerente de Gestão Tarifária Do acordo: CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica	



**CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026**

**NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN**  
**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**


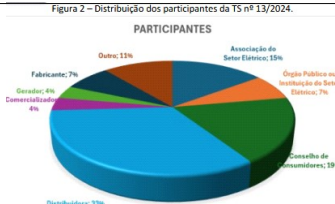
**ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 16/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 06 de novembro de 2025.**

**EMENTA:** Obter subsídios e informações para o aprimoramento da Análise de Impacto Regulatório, no âmbito da atividade "Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" prevista na Agenda Regulatória.

**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	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Documento assinado eletronicamente	
Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 06/11/2025, às 14:43.	
Victor Queiroz Oliveira, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 16:21	
Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária, em 06/11/2025, às 16:41	
Leandro Calveta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 06/11/2025, às 16:56.	
Wesley Fernando Usida, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:17.	
Maria Luiza Ferreira Caldwell, Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado, em 06/11/2025, às 17:23	
Antonio Carlos Marques De Araújo, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:35	
Marcos Venicius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais, em 06/11/2025, às 17:39	
Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição, em 06/11/2025, às 17:39.	
Alison De Souza Barbosa, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:45.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026																																					
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>																																					
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD- SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>																																					
<b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.																																					
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>																																					
<b>IMPORTANTE:</b> 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																																				
<b>RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD- SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b> PROCESSO Nº 48500.902339/2024-11 <b>Sumário Executivo</b> Encontra-se na Agenda Regulatória da ANEEL a atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição". De forma breve, o objetivo da atividade é responder a duas perguntas: (i) se há necessidade de intervenção regulatória da ANEEL relativa ao tema de implantação de medição inteligente no âmbito da distribuição; e (ii) caso afirmativo, qual a forma mais adequada para essa intervenção. Para responder a tais perguntas, foi elaborada pela ANEEL a presente Análise de Impacto Regulatório – AIR, a qual toma como referência o estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro", produzido no âmbito de acordo de cooperação técnica entre ANEEL e a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – GIZ. O problema regulatório identificado foi a existência de eventuais barreiras regulatórias à implantação de sistemas de medição inteligentes no contexto de transição energética no Brasil e os objetivos específicos da intervenção regulatória foram estabelecidos como: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Aprimorar a eficiência na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;</b></li> <li>• <b>Ampliar a conscientização dos consumidores e otimizar os recursos eletroenergéticos do país;</b></li> <li>• <b>Empoderar o consumidor;</b></li> <li>• <b>Melhorar a gestão e disseminação dos Recursos Energéticos Distribuídos – REDs;</b></li> <li>• <b>Melhorar os níveis de qualidade e celeridade no repasse da informação coletada; e</b></li> <li>• <b>Implementar nova regulamentação com menor impacto tarifário e menor risco possíveis para o consumidor final.</b></li> </ul> Foram definidas três alternativas regulatórias[1], as quais representam diferentes níveis de intervenção por parte do regulador. De forma resumida, são elas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Alternativa 0:</b> manutenção do cenário atual;</li> <li>• <b>Alternativa 2:</b> elaboração prévia de análise de custo-benefício – ACB e de posterior plano de implementação de medição inteligente em caso de ACB positivo de forma discricionária pelas distribuidoras; e</li> <li>• <b>Alternativa 4:</b> elaboração prévia de ACB e de posterior plano de implementação de medição inteligente em caso de ACB positivo de forma compulsória pelas distribuidoras.</li> </ul> Nas alternativas A2 e A4 também são definidas funcionalidades mínimas dos medidores inteligentes e a fatura digital passa a ser o padrão para as unidades consumidoras que receberem esses medidores, podendo o consumidor solicitar o retorno para o modelo de impressão e entrega da fatura física. As alternativas regulatórias foram comparadas com base em critérios associados aos objetivos da AIR. A metodologia comparativa utilizou análise de custo-benefício quando a aplicação do critério pôde ser feita de forma quantitativa e monetizável e o método Analytic Hierarchy Process – AHP quando a análise de um critério não pôde ser quantificada. Após a avaliação comparativa, a Alternativa 4 foi recomendada como mais adequada para resolução do problema regulatório por meio do atingimento dos objetivos estabelecidos. A implementação dessa alternativa implica na definição de alguns temas regulatórios, tais como: funcionalidades mínimas para o medidor inteligente; critérios para elaboração de ACB pelas distribuidoras; e critérios para formulação do plano de implementação de medição inteligente.																																					
<b>1. Introdução</b> <b>2. Participação pública</b> 11. Em seguida, a ANEEL realizou reuniões com representantes de consumidores, agentes do setor elétrico e fabricantes de medidores de energia elétrica, no sentido de ouvir a posição de atores importantes no tema e de ouvir as experiências de empresas que avançaram com a instalação de medidores inteligentes no Brasil, mesmo com a regulação atual, conforme Tabela 1. <table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <caption>Tabela 1 - Reuniões técnicas realizadas pela STD/ANEEL</caption> <thead> <tr> <th>Instituição</th> <th>Ofício</th> <th>Data</th> <th>Horário</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cemig</td> <td>26/02/2025</td> <td>12/06/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>CPFL Energia</td> <td>25/2/2025</td> <td>16/06/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>Enel SP</td> <td>4/36/2025</td> <td>03/09/2025</td> <td>10 h - 12 h</td> </tr> <tr> <td>CONACEN</td> <td>467/2025</td> <td>24/09/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>Copel</td> <td>482/2025</td> <td>02/10/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>Abinee</td> <td>490/2025</td> <td>03/10/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>Landis+Gyr</td> <td>497/2025</td> <td>06/10/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> <tr> <td>Equatorial Pará</td> <td>489/2025</td> <td>07/10/2025</td> <td>15 h - 17 h</td> </tr> </tbody> </table>		Instituição	Ofício	Data	Horário	Cemig	26/02/2025	12/06/2025	15 h - 17 h	CPFL Energia	25/2/2025	16/06/2025	15 h - 17 h	Enel SP	4/36/2025	03/09/2025	10 h - 12 h	CONACEN	467/2025	24/09/2025	15 h - 17 h	Copel	482/2025	02/10/2025	15 h - 17 h	Abinee	490/2025	03/10/2025	15 h - 17 h	Landis+Gyr	497/2025	06/10/2025	15 h - 17 h	Equatorial Pará	489/2025	07/10/2025	15 h - 17 h
Instituição	Ofício	Data	Horário																																		
Cemig	26/02/2025	12/06/2025	15 h - 17 h																																		
CPFL Energia	25/2/2025	16/06/2025	15 h - 17 h																																		
Enel SP	4/36/2025	03/09/2025	10 h - 12 h																																		
CONACEN	467/2025	24/09/2025	15 h - 17 h																																		
Copel	482/2025	02/10/2025	15 h - 17 h																																		
Abinee	490/2025	03/10/2025	15 h - 17 h																																		
Landis+Gyr	497/2025	06/10/2025	15 h - 17 h																																		
Equatorial Pará	489/2025	07/10/2025	15 h - 17 h																																		
<b>2.1 Tomada de Subsídios nº 9/2024 em números</b> 14. A TS nº 13/2024 foi realizada no período de 15/08/2024 a 12/11/2024, onde foram apresentadas 55 questões. Essa TS recebeu um total de 372 respostas, de um total de 27 participantes. A Figura 2 ilustra o perfil dos participantes, que representam importantes setores do mercado de energia e de outros segmentos da sociedade. <div style="text-align: center;">  <p>Figura 2 – Distribuição dos participantes da TS nº 13/2024.</p> </div>																																					
15. Da análise do gráfico acima, observa-se que os 3 segmentos que mais contribuíram com a TS foram: distribuidoras, com 33%; Conselhos de consumidores, com 19%; e as associações do setor elétrico, com 15%; esses respondentes representaram 67% do total dos respondentes. Também contribuíram: órgãos públicos ou instituições públicas, fabricantes de medidores e outros.																																					
<b>2.2 Principais Contribuições da Tomada de Subsídio nº 13/2024 para a ACB</b> 22. Apresentam-se a seguir as principais contribuições dos agentes e dos consumidores para a Tomada de Subsídio nº 13/2024																																					
<b>1. Intervenção Regulatória sobre Medição Inteligente</b> <table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Posição de Agentes</th> <th>Posição</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribuidoras</td> <td>Apoiam uma intervenção regulatória orientativa, com diretrizes claras, mas flexíveis. Reforçam a necessidade de segurança regulatória e reconhecimento adequado dos investimentos.</td> </tr> <tr> <td>Fabricantes</td> <td>Apoiam fortemente a intervenção para garantir previsibilidade e fomentar a preparação técnica e comercial.</td> </tr> <tr> <td>Comercializadores e CCEE</td> <td>Apoiam a intervenção, mas defendem que a medição inteligente não seja pré-requisito para a abertura do mercado.</td> </tr> <tr> <td>Conselhos de Consumidores</td> <td>Reforçam a necessidade de que os benefícios da medição inteligente sejam percebidos diretamente pelos consumidores e que a regulação evite impactos tarifários desproporcionais.</td> </tr> <tr> <td>ONS</td> <td>Propõe que Aneel adote uma alternativa mais determinativa.</td> </tr> </tbody> </table>		Posição de Agentes	Posição	Distribuidoras	Apoiam uma intervenção regulatória orientativa, com diretrizes claras, mas flexíveis. Reforçam a necessidade de segurança regulatória e reconhecimento adequado dos investimentos.	Fabricantes	Apoiam fortemente a intervenção para garantir previsibilidade e fomentar a preparação técnica e comercial.	Comercializadores e CCEE	Apoiam a intervenção, mas defendem que a medição inteligente não seja pré-requisito para a abertura do mercado.	Conselhos de Consumidores	Reforçam a necessidade de que os benefícios da medição inteligente sejam percebidos diretamente pelos consumidores e que a regulação evite impactos tarifários desproporcionais.	ONS	Propõe que Aneel adote uma alternativa mais determinativa.																								
Posição de Agentes	Posição																																				
Distribuidoras	Apoiam uma intervenção regulatória orientativa, com diretrizes claras, mas flexíveis. Reforçam a necessidade de segurança regulatória e reconhecimento adequado dos investimentos.																																				
Fabricantes	Apoiam fortemente a intervenção para garantir previsibilidade e fomentar a preparação técnica e comercial.																																				
Comercializadores e CCEE	Apoiam a intervenção, mas defendem que a medição inteligente não seja pré-requisito para a abertura do mercado.																																				
Conselhos de Consumidores	Reforçam a necessidade de que os benefícios da medição inteligente sejam percebidos diretamente pelos consumidores e que a regulação evite impactos tarifários desproporcionais.																																				
ONS	Propõe que Aneel adote uma alternativa mais determinativa.																																				
<b>2. Funcionalidades Mínimas dos Medidores</b>																																					

**EMENTA:** Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.

**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												
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"><b>Posição de Agentes</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Posição</b></td> </tr> <tr> <td><b>Distribuidoras</b></td> <td>Concordam com a definição de funcionalidades mínimas, mas pedem cautela para evitar imposições que encareçam os dispositivos. Sugerem flexibilidade tecnológica.</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">análise de Impacto Regulatório Conjunto 1 /2025-STD-SFF-STR/ANEEL - ANEXO I (0232801) SEI 48500 902339/20</td> </tr> <tr> <td><b>Fabricantes</b></td> <td>Sugerem ajustes e inclusão de funcionalidades como indicadores de tensão e interface com REDs.</td> </tr> <tr> <td><b>CCEE</b></td> <td>Apoia funcionalidades como medição bidirecional e armazenamento de dados.</td> </tr> <tr> <td><b>ONS</b></td> <td>Propõe que as funcionalidades de corte e religa do consumo e da geração sejam independentes.</td> </tr> </table>	<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>	<b>Distribuidoras</b>	Concordam com a definição de funcionalidades mínimas, mas pedem cautela para evitar imposições que encareçam os dispositivos. Sugerem flexibilidade tecnológica.	análise de Impacto Regulatório Conjunto 1 /2025-STD-SFF-STR/ANEEL - ANEXO I (0232801) SEI 48500 902339/20		<b>Fabricantes</b>	Sugerem ajustes e inclusão de funcionalidades como indicadores de tensão e interface com REDs.	<b>CCEE</b>	Apoia funcionalidades como medição bidirecional e armazenamento de dados.	<b>ONS</b>	Propõe que as funcionalidades de corte e religa do consumo e da geração sejam independentes.	
<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>												
<b>Distribuidoras</b>	Concordam com a definição de funcionalidades mínimas, mas pedem cautela para evitar imposições que encareçam os dispositivos. Sugerem flexibilidade tecnológica.												
análise de Impacto Regulatório Conjunto 1 /2025-STD-SFF-STR/ANEEL - ANEXO I (0232801) SEI 48500 902339/20													
<b>Fabricantes</b>	Sugerem ajustes e inclusão de funcionalidades como indicadores de tensão e interface com REDs.												
<b>CCEE</b>	Apoia funcionalidades como medição bidirecional e armazenamento de dados.												
<b>ONS</b>	Propõe que as funcionalidades de corte e religa do consumo e da geração sejam independentes.												

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"><b>Posição de Agentes</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Posição</b></td> </tr> <tr> <td><b>Distribuidoras</b></td> <td>Consideram a ACB essencial, mas apontam limitações metodológicas. Defendem ACB nacional e inclusão de benefícios qualitativos.</td> </tr> <tr> <td><b>Fabricantes</b></td> <td>Reforçam que a ACB deve considerar benefícios sistêmicos e operacionais. Propõem a inclusão de um novo benefício na ACB.</td> </tr> <tr> <td><b>Comercializadores e Consumidores</b></td> <td>Apoiam a ACB, mas defendem que os benefícios ao consumidor e à GD sejam valorizados.</td> </tr> <tr> <td><b>Conselhos de Consumidores</b></td> <td>Críticam o modelo atual, que aloca custos aos consumidores e benefícios às distribuidoras. Defendem que os benefícios sejam mediatos e perceptíveis. Entendem que a ACB e o plano de implantação deve ser aprovado pelos consumidores.</td> </tr> </table>	<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>	<b>Distribuidoras</b>	Consideram a ACB essencial, mas apontam limitações metodológicas. Defendem ACB nacional e inclusão de benefícios qualitativos.	<b>Fabricantes</b>	Reforçam que a ACB deve considerar benefícios sistêmicos e operacionais. Propõem a inclusão de um novo benefício na ACB.	<b>Comercializadores e Consumidores</b>	Apoiam a ACB, mas defendem que os benefícios ao consumidor e à GD sejam valorizados.	<b>Conselhos de Consumidores</b>	Críticam o modelo atual, que aloca custos aos consumidores e benefícios às distribuidoras. Defendem que os benefícios sejam mediatos e perceptíveis. Entendem que a ACB e o plano de implantação deve ser aprovado pelos consumidores.	<p>Este Conselho de Consumidores contribuiu na TS-13/24 com recomendações e sugestões em defesa dos interesses dos consumidores e reitera que todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo.</p>
<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>										
<b>Distribuidoras</b>	Consideram a ACB essencial, mas apontam limitações metodológicas. Defendem ACB nacional e inclusão de benefícios qualitativos.										
<b>Fabricantes</b>	Reforçam que a ACB deve considerar benefícios sistêmicos e operacionais. Propõem a inclusão de um novo benefício na ACB.										
<b>Comercializadores e Consumidores</b>	Apoiam a ACB, mas defendem que os benefícios ao consumidor e à GD sejam valorizados.										
<b>Conselhos de Consumidores</b>	Críticam o modelo atual, que aloca custos aos consumidores e benefícios às distribuidoras. Defendem que os benefícios sejam mediatos e perceptíveis. Entendem que a ACB e o plano de implantação deve ser aprovado pelos consumidores.										

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"><b>Posição de Agentes</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Posição</b></td> </tr> <tr> <td><b>Distribuidoras</b></td> <td>Defendem modelo "opt-out", com possibilidade de cobrança pela fatura física.</td> </tr> <tr> <td><b>Conselhos de Consumidores</b></td> <td>Defendem que a fatura digital seja opcional. Alertam para a necessidade de manter leituras em caso de falhas e garantir a entrega anual da declaração de quitação de débitos.</td> </tr> </table>	<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>	<b>Distribuidoras</b>	Defendem modelo "opt-out", com possibilidade de cobrança pela fatura física.	<b>Conselhos de Consumidores</b>	Defendem que a fatura digital seja opcional. Alertam para a necessidade de manter leituras em caso de falhas e garantir a entrega anual da declaração de quitação de débitos.	<p>Defendemos na TS-13/24 que a fatura digital deve ser uma decisão do consumidor. Se o custo da entrega se tornar muito elevado pode ao menos ser obrigatória a entrega anual de declaração de quitação anual de débitos, conforme pressupõe a lei 12.007/2009.</p>
<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>						
<b>Distribuidoras</b>	Defendem modelo "opt-out", com possibilidade de cobrança pela fatura física.						
<b>Conselhos de Consumidores</b>	Defendem que a fatura digital seja opcional. Alertam para a necessidade de manter leituras em caso de falhas e garantir a entrega anual da declaração de quitação de débitos.						

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"><b>Posição de Agentes</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Posição</b></td> </tr> <tr> <td><b>Distribuidoras</b></td> <td>Apontam que o modelo atual desincentiva investimentos em tecnologias com vida útil menor. Defendem reconhecimento intra-ciclo e revisão do Fator X e da BAF.</td> </tr> <tr> <td><b>Fabricantes</b></td> <td>Alertam que os custos dos medidores não têm tendência de queda e que novas exigências aumentam os custos.</td> </tr> <tr> <td><b>Conselhos de Consumidores</b></td> <td>Defendem que a depreciação acelerada dos medidores deve ser revista para reduzir impactos tarifários.</td> </tr> </table>	<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>	<b>Distribuidoras</b>	Apontam que o modelo atual desincentiva investimentos em tecnologias com vida útil menor. Defendem reconhecimento intra-ciclo e revisão do Fator X e da BAF.	<b>Fabricantes</b>	Alertam que os custos dos medidores não têm tendência de queda e que novas exigências aumentam os custos.	<b>Conselhos de Consumidores</b>	Defendem que a depreciação acelerada dos medidores deve ser revista para reduzir impactos tarifários.	<p>Este Conselho de Consumidores contribuiu na TS-13/24 com recomendações e sugestões em defesa dos interesses dos consumidores e reitera que todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo.</p>
<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>								
<b>Distribuidoras</b>	Apontam que o modelo atual desincentiva investimentos em tecnologias com vida útil menor. Defendem reconhecimento intra-ciclo e revisão do Fator X e da BAF.								
<b>Fabricantes</b>	Alertam que os custos dos medidores não têm tendência de queda e que novas exigências aumentam os custos.								
<b>Conselhos de Consumidores</b>	Defendem que a depreciação acelerada dos medidores deve ser revista para reduzir impactos tarifários.								

<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;"><b>Posição de Agentes</b></td> <td style="text-align: center;"><b>Posição</b></td> </tr> <tr> <td><b>Comercializadores</b></td> <td>Apoiam a iniciativa, com foco na interoperabilidade e empoderamento do consumidor.</td> </tr> <tr> <td><b>Conselhos de Consumidores</b></td> <td>Não se opõem, mas alertam para a necessidade de garantir segurança e transparência no uso dos dados.</td> </tr> </table>	<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>	<b>Comercializadores</b>	Apoiam a iniciativa, com foco na interoperabilidade e empoderamento do consumidor.	<b>Conselhos de Consumidores</b>	Não se opõem, mas alertam para a necessidade de garantir segurança e transparência no uso dos dados.	<p>Este Conselho de Consumidores contribuiu na TS-13/24 com recomendações e sugestões em defesa dos interesses dos consumidores e reitera que a inclusão do consumidor na <i>open energy</i> tem que ter sua aprovação e os dados devem ter segurança contra vazamentos indevidos.</p>
<b>Posição de Agentes</b>	<b>Posição</b>						
<b>Comercializadores</b>	Apoiam a iniciativa, com foco na interoperabilidade e empoderamento do consumidor.						
<b>Conselhos de Consumidores</b>	Não se opõem, mas alertam para a necessidade de garantir segurança e transparência no uso dos dados.						

23. Especificamente sobre o posicionamento dos agentes, fabricantes, instituições e consumidores em relação à Alternativa 2 escolhida pelos estudos da Consultoria, a Figura 4 apresenta uma visão geral sobre essa avaliação.

Figura 4 – Posicionamento dos respondentes sobre a Alternativa 2.

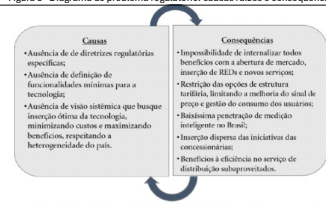


24. Analisando a Figura 4, observa-se que 29% concordam com a proposta apresentada, 15% concordam com aprimoramentos, 30% discordam da proposta e 26% não expressaram nenhuma opinião. Esses resultados foram utilizados para o aprimoramento da proposta original.

**3. Problema regulatório**

26. De forma resumida, a Figura 5 apresenta o diagrama do problema Regulatório, relacionando-o com suas causas e consequências.

Figura 5 - Diagrama do problema regulatório: causas raízes e consequências.



Fonte: Relatório 2 - Comparação das alternativas e definição da alternativa recomendada.


27. Após a análise das contribuições da TS nº 13/2024, percebe-se que os participantes demonstraram concordância geral com a definição do problema como barreiras regulatórias à implantação da medição inteligente, mas sugeriram aprimoramentos específicos conforme o tipo de agente:



28. As **distribuidoras** reconhecem que o problema regulatório foi corretamente identificado, especialmente no que tange às barreiras à implementação massiva da medição inteligente. Destacam como causas principais a ausência de diretrizes específicas, o modelo de remuneração do CAPEX baseado em ciclos tarifários longos e a falta de incentivos econômicos compatíveis com a vida útil reduzida dos medidores inteligentes. As consequências apontadas incluem a baixa atratividade dos investimentos, risco de descontinuidade dos projetos e perda de eficiência operacional.

29. O **ONS** reforça que o problema regulatório foi bem delineado, mas sugere que a questão da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) seja explicitamente incorporada como motivador regulatório. A ausência de medição inteligente limita a observabilidade e controlabilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), impactando negativamente o planejamento e a operação do sistema.


30. A **Abraçeei** avalia que o problema regulatório foi bem identificado, especialmente no que diz respeito à necessidade de garantir isonomia no acesso à tecnologia. A associação defende a adoção de um modelo regulatório determinativo (Alternativa 4), com obrigatoriedade de instalação dos medidores em áreas com ACB positiva, para evitar que apenas consumidores de distribuidoras voluntárias sejam beneficiados.

31. A **ABINEE** considera que o problema regulatório foi bem definido, mas aponta que a análise de custo-benefício precisa ser aprimorada para refletir melhor os desafios técnicos e econômicos enfrentados pelos fabricantes. Destaca que os custos dos componentes dos medidores não têm tendência de queda e que exigências regulatórias adicionais podem neutralizar ganhos de escala.

 <b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026</b> <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energia Mato Grosso do Sul - CONCEN</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b> <b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>	
<b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> 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>32. Os Conselhos de Consumidores reconhecem que o problema regulatório foi corretamente identificado, especialmente no que se refere à necessidade de diretrizes para a implantação de sistemas de medição inteligente. No entanto, todos os Conselhos enfatizam que o estudo precisa ser aprimorado quanto à avaliação dos impactos tarifários e à distribuição dos custos e benefícios entre consumidores e distribuidoras. Há uma preocupação recorrente de que os custos da substituição dos medidores sejam integralmente repassados aos consumidores, enquanto os benefícios — como redução de perdas e inadiquência — fiquem concentrados nas distribuidoras. Essa assimetria é vista como injusta e potencialmente prejudicial à aceitação da medida.</p> <p>33. Os pontos apresentados sobre o problema regulatório serão considerados mais adiante, de acordo com os novos critérios e alternativas que a ANEEL irá considerar para o aperfeiçoamento do trabalho em curso.</p> <p>34. Ademais, em 18 de junho de 2025, o Mistérios das Minas e Energia – MME publicou a <b>Portaria MME nº 111/2025(3)</b>. Essa Portaria estabelece diretrizes gerais para estimular a digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão.</p> <p>35. Ainda de acordo com essa Portaria, a digitalização terá como objetivo a <b>promoção de benefícios aos consumidores de energia elétrica</b>, destacando: a inovação, novos serviços, abertura do mercado para baixa tensão, transparência dos dados, redução de perdas e inadiquência, melhoria da comunicação entre concessionárias e consumidores, <b>modicidade tarifária</b>, eficiência energética, resiliência das redes, transição energética, redução de picos de demanda, segurança, conscientização dos consumidores e mecanismos de aferição de desempenho dos contratos de concessão.</p> <p>36. Além disso, nessa Portaria foram estabelecidos os princípios da digitalização: como gestão isonômica e não discriminatória do acesso aos serviços, transparência na comunicação e informações sobre interrupções, atendimento às normas técnicas e de segurança, agilidade na solução das demandas dos consumidores, modicidade tarifária, modernização do segmento de distribuição e garantia de mecanismos de controle e monitoramento da qualidade e continuidade dos serviços.</p> <p>37. Ainda, a <b>Portaria do MME nº 111/2025</b>, definiu no caput e no § 1º do art 4º que as iniciativas relacionadas à digitalização deveriam observar a regulamentação da Anel e que essa regulamentação deveria estabelecer: as diretrizes gerais, a metodologia e as regras para a elaboração, pelas concessionárias de distribuição, de plano de implantação de medidores inteligentes em sua área de concessão; os requisitos mínimos para a elaboração de análise de custo-benefício prévia ao plano de implantação de medidores inteligentes; e que os medidores inteligentes poderiam conter algumas funcionalidades mínimas.</p> <p>38. Portanto, apesar do debate sobre o problema regulatório, a ANEEL deve estabelecer a regulamentação disposta no art 4º da Portaria do MME, ou seja, deve estabelecer diretrizes para o plano de implantação dos medidores inteligentes, os requisitos para a elaboração de ACB pelas distribuidoras e as funcionalidades mínimas dos medidores inteligentes. Esses três tópicos são tratados nessa AIR.</p> <p>39. É importante registrar que os estudos coordenados pela ANEEL/GIZ[4] serviram de base para essa Portaria para a definição das diretrizes gerais, dos objetivos, dos princípios da digitalização e das funcionalidades mínimas dos medidores inteligentes.</p>	<p>Este Conselho de Consumidores contribuiu na TS-13/24 com recomendações e sugestões em defesa dos interesses dos consumidores e reitera que todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo.</p> <p>Na CP-198 do MME que tratou da Medição Inteligente, este conselho sugeriu revisar o modelo de regulação por incentivos adotado pela Anel "Price Cap" de modo que os benefícios sejam transferidos imediatamente ao consumidor assim que os investimentos forem remunerados pela tarifa. Sugerimos também que a análise de custo-benefício – ACB seja elaborada de forma transparente e não da maneira atual, com os custos sendo alocados aos consumidores e os benefícios sendo alocados aos distribuidores. Consideramos também importante revisar a depreciação acelerada do medidor eletrônico inteligente, que é um custo adicional bem significativo, antes da implantação massiva.</p>
<p><b>4. Necessidade de Intervenção</b></p> <p>40. A implementação da medição inteligente no Brasil configura-se como uma estratégia fundamental para enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades decorrentes do processo de modernização do setor elétrico.</p> <p>41. De acordo com o Relatório 2[5] apresentado na TS nº 13/2024, pode-se justificar a relevância de se investir na ampliação do parque de medidores inteligentes setorial brasileiro sob óticas diversas, com o intuito final de promover a <b>modernização do setor elétrico brasileiro</b>. Portanto, seguem os motivadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) uma maior integração e gestão dos REDs;</li> <li>(ii) modernização tarifária;</li> <li>(iii) abertura de mercado mais transparente e com sinal de preço adequado;</li> <li>(iv) maior eficiência na prestação do serviço;</li> <li>(v) maior empoderamento do consumidor;</li> </ul> <p>42. Nesse sentido, a intervenção do regulador nesse tema aparece como um fator-chave para garantir a harmonização das transformações que o setor está vivendo, a fim de maximizar os benefícios e reduzir custos dessas mudanças, mitigando seus riscos. Conforme discutido no relatório da Etapa 1[6] do estudo das Consultorias, o regulador pode optar por adotar um modelo regulatório mais orientativo ou mais determinativo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Orientativo:</b> maior liberdade de decisão por parte das distribuidoras de quando investir, e como consequência potencial, a implementação em um ritmo mais lento e uma pressão tarifária de curto prazo inferior.</li> <li><b>Determinativo:</b> caberia uma definição, por parte da ANEEL/MME, da forma de inserção da medição inteligente, considerando um prazo, realização de ACB e critérios para a obrigatoriedade da inserção.</li> </ul> <p>43. Conforme concluído na Etapa 1 do estudo das Consultorias, não havia obrigatoriedade para que a ANEEL passasse a intervir de forma mais determinativa. Entretanto, é importante ressaltar que os <b>benefícios da medição inteligente são potencializados com a inserção massiva e em áreas contíguas</b>, o que poderia levar a uma abordagem mais efetiva da Agência a este respeito. Dessa forma, é importante avaliar as diferentes formas de atuação do regulador e quantificar os <b>custos e benefícios trazidos por cada uma das alternativas estudadas</b>, o que será apresentado mais adiante desta AIR.</p> <p>44. Sobre esse ponto, importante destacar a publicação da <b>Portaria nº 111/2025, que estabeleceu diretrizes gerais</b> para estimular a digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão.</p> <p>45. Nesse sentido, as iniciativas relacionadas à digitalização, objeto dessa Portaria, deverão observar a regulamentação da Anel, devendo ser <b>priorizada a avaliação prévia da análise custo-benefício</b> do plano de implantação de medidores inteligentes pelas distribuidoras, <b>considerando as funcionalidades mínimas</b> dos medidores inteligentes entre outros requisitos.</p>	<p>Existem alternativas de avançar nos enfrentamentos dos desafios sem necessariamente estar ligado a uma medição inteligente "on-line". Levando-se em conta que o faturamento é mensal e está atrelado a uma leitura mensal dos medidores, não há necessidade de integração "on-line", portanto, podem ser mantidos os registros em memória de massa no medidor com o leitorista obtendo os registros localmente com leitores portáteis. Quem deve determinar o modelo ideal é a análise de custo-benefício - ACB.</p> <p>Investimentos no sistema de distribuição são pagos pelos consumidores através das tarifas de energia elétrica. Desse modo, todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo. Estudos de modelos estrangeiros não devem ser copiados pois temos situações próprias tanto em geração quanto em distribuição. O país é continental com significativas diferenças de densidade populacional e de IDH que afetam a capacidade de pagamento da fatura mensal de energia elétrica.</p>
<p><b>5. Atores ou Grupos Afetados</b></p> <p>46. Com base na exposição do problema regulatório, é possível identificar os principais agentes afetados, direta ou indiretamente. Ressalta-se que o grau de impacto varia conforme a alternativa regulatória adotada, cujas características serão detalhadas mais adiante.</p> <p><b>Agentes diretamente impactados:</b></p> <p>47. <b>Concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica:</b> são os principais agentes afetados, especialmente em cenários que preveem a obrigatoriedade da instalação de medidores inteligentes. O impacto tende a ser menor quando a instalação decorre da <b>iniciativa do consumidor</b> ou quando as distribuidoras têm autonomia para elaborar planos de inserção alinhados à sua estratégia de negócio e à viabilidade econômica de suas áreas de concessão.</p>	<p>Investimentos no sistema de distribuição são pagos pelos consumidores através das tarifas de energia elétrica. Desse modo, todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo. Estudos de modelos estrangeiros não devem ser copiados pois temos situações próprias tanto em geração quanto em distribuição. O país é continental com significativas diferenças de densidade populacional e de IDH que afetam a capacidade de pagamento da fatura mensal de energia elétrica, portanto a instalação massiva, deve ser acompanhada de redução tarifária.</p>
<p><b>Impactos indiretos:</b></p> <p>49. <b>Fabricantes de equipamentos:</b> a aceleração da implementação da medição inteligente, especialmente em cenários de ampla adoção, pode gerar <b>aumento significativo na demanda nacional</b>. Isso exigirá uma oferta compatível, podendo estimular a indústria nacional, ampliar a participação de agentes e promover maior competitividade de preços. Contudo, destaca-se a necessidade de garantir interoperabilidade entre tecnologias, assegurando integração e comunicação entre sistemas.</p> <p>50. <b>Agências e entidades setoriais:</b> A ANEEL será impactada conforme o modelo regulatório adotado. Mesmo em uma abordagem orientativa, ajustes serão necessários, como a definição de funcionalidades mínimas e a <b>revisão de normas</b> que atualmente possam representar barreiras à medição inteligente. Outros agentes também serão afetados, como o <b>ONS</b> e a <b>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</b>.</p>	
<p><b>6. Base legal</b></p> <p>51. Base legal que ampara a ação da Agência no tema tratado:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Lei nº 8.987, de 1995;</li> <li>b) Lei nº 9.074, de 1995;</li> <li>c) Lei nº 9.427, de 1996;</li> </ul>	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026	
 <b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>	
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>	
<b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> 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
d) Lei nº 10.848, de 2004; e) Lei nº 14.300, de 2022; f) Decreto nº 62.724, de 1968; g) Decreto nº 8.828, de 2016; h) Decreto nº 12.068, de 2024 i) Resolução Normativa nº 1000/2021; j) Resolução Normativa nº 1.058/2023; k) Submódulo 2.7 e 2.7A do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – define o compartilhamento da receita obtida com a prestação de atividade acessórias complementares; l) Módulo 7 e Submódulo 8.3 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – descrevem a estrutura tarifária para as concessionárias e permissionárias de Distribuição; m) Módulo 5 do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – define os requisitos mínimos dos sistemas de medição empregados no sistema de distribuição; n) Portaria Normativa MME nº 111, de 2025.	
<b>7. Objetivos</b>	
52. O objetivo desse trabalho é <b>analisar diferentes alternativas</b> para solucionar o problema regulatório identificado, de modo a selecionar, ao final, a opção que oferece o tratamento regulatório mais adequado ao tema. Para isso, foi realizada uma <b>comparação entre as alternativas disponíveis</b> , considerando critérios regulatórios. O diagrama apresentado na Figura 6 resume tanto o objetivo geral quanto os objetivos específicos da proposta de ação regulatória abordada neste estudo.	
Figura 6 - Diagrama dos objetivos e resultados esperados para a regulação.	
	
Fonte: Relatório 2 - Comparação das alternativas e definição da alternativa recomendada.	
53. Nesse sentido, o objetivo central dessa Análise de Impacto Regulatório é avaliar e reduzir eventuais barreiras regulatórias à implementação de sistemas de medição inteligente no Setor Elétrico Brasileiro, justamente o problema regulatório tratado nesse Relatório de AIR. Outrossim, os objetivos específicos são segregados em seis principais, que se pretende atingir com a potencial intervenção regulatória no tema de medição inteligente, sendo eles:	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aprimorar a eficiência na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica;</li> <li>2. Ampliar a conscientização dos consumidores e otimizar os recursos eletroenergéticos do país;</li> <li>3. Empoderar o consumidor;</li> <li>4. Melhorar a gestão e disseminação dos REDs;</li> <li>5. Melhorar os níveis de qualidade e celeridade no repasse da informação coletada;</li> <li>6. Implementar nova regulamentação com menor impacto tarifário e menor risco possíveis para o consumidor final;</li> </ol>	
54. Adicionalmente aos objetivos específicos elencados acima, destacam-se: o <b>cálculo do custo regulatório</b> decorrente do potencial intervenção do regulador, ou seja, a consideração dos <b>custos financeiros diretos, custos de conformidade e custos para administração pública imputados pela implementação de novas regulamentações</b> ; e a autonomia de a distribuidora decidir sobre seus próprios investimentos em medidores inteligentes, vis a vis a decisão de política pública para a digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão[7].	
<b>8. Experiência nacional e internacional</b>	
55. A análise de experiências internacionais constitui uma referência essencial para fundamentar decisões regulatórias, promovendo uma abordagem mais informada e eficaz. A seguir, serão examinadas as práticas adotadas por outros países em relação à implementação de sistemas de medição inteligente de energia, apresentando evidências sobre modelos bem-sucedidos e os principais desafios enfrentados por diferentes jurisdições, de acordo com as consultorias. Dessa forma, busca-se apoiar o desenvolvimento de um arcabouço regulatório mais eficiente para a adoção desses sistemas no Brasil.	
<b>8.1 Países Selecionados e Justificativas</b>	
56. Foram selecionados quatro países para análise aprofundada: Chile, Itália, Austrália e Estados Unidos (Califórnia). A escolha considerou semelhanças com o contexto brasileiro, como regime regulatório, nível de difusão de MI, perfil socioeconômico e desafios técnicos e regulatórios.	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Chile:</b> Regime price cap, múltiplas distribuidoras, contexto socioeconômico semelhante ao Brasil. A experiência chilena oferece lições sobre comunicação com a população e gestão de crises regulatórias.</li> <li>• <b>Itália:</b> Pioneira em rollouts de MI, com ampla difusão e reconhecimento regulatório dos investimentos. Regime rate of return e foco em eficiência informacional e no TOTEX.</li> <li>• <b>Austrália:</b> Difusão significativa de MI em estados como Victoria. Modelo orientativo com cobrança pelos varejistas ou via tarifa regulada. Similaridades com o Brasil em termos de dimensões continentais e geração distribuída.</li> <li>• <b>Califórnia (EUA):</b> Alta difusão de MI (&gt;99%), com forte atuação do regulador (CPUC). Implementação de funcionalidades mínimas e exigência de ACBs pelas distribuidoras. Recuperação de custos via tarifa regulada.</li> </ul>	
<b>8.2 Modelos Regulatórios e Financiamento</b>	
57. A análise internacional revela dois principais modelos de intervenção regulatória para a implantação de sistemas de medição inteligente (MI):	
<b>Modelo Orientativo:</b> confere maior liberdade às distribuidoras para decidir sobre o momento e a forma de investir. Embora apresente menor pressão tarifária, tende a resultar em uma implementação mais lenta e desigual. É o modelo atualmente mais próximo do adotado no Brasil, conforme indicado pela ANEEL na Nota Técnica nº 47/2023-SRM/ANEEL.	
<b>Modelo Determinativo:</b> estabelece cronogramas obrigatórios e requisitos técnicos mínimos para os medidores inteligentes. Esse modelo foi adotado por países como Itália, Califórnia (EUA) e Victoria (Austrália), com resultados expressivos em termos de difusão dos MI (próxima de 100%).	
58. A escolha entre os modelos deve considerar os motivadores regulatórios locais, <b>como abertura de mercado, integração de REDs, modernização tarifária e empoderamento do consumidor</b> . A ausência de uma intervenção regulatória mais firme pode gerar custos de oportunidade, como a manutenção de estruturas tarifárias defasadas e menor eficiência na prestação do serviço.	
59. A escolha do modelo depende das características locais. A <b>Análise de Custo-Benefício (ACB)</b> é amplamente utilizada, geralmente conduzida por reguladores ou entidades governamentais, e serve como base para decisões fundamentadas.	

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026	
NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN	
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25	
<p><b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.</p>	
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	
<p><b>IMPORTANTE:</b> 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.</p>	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>60. Quanto ao <b>financiamento</b>, os custos dos MI são geralmente <b>repassados às tarifas de energia</b>, seja por meio de tarifas reguladas ou cobranças adicionais pelos varejistas. A difusão dos MI varia entre países, com alguns já tendo concluído a implantação e outros ainda em fases iniciais.</p>	<p>Investimentos no sistema de distribuição são pagos pelos consumidores através das tarifas de energia elétrica. Desse modo, todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo. Estudos de modelos estrangeiros não devem ser copiados pois temos situações próprias tanto em geração quanto em distribuição. O país é continental com significativas diferenças de densidade populacional e de IDH que afetam a capacidade de pagamento da fatura mensal de energia elétrica, portanto a instalação massiva, deve ser acompanhada de redução tarifária.</p>
<p><b>8.3 Lições Aprendidas</b></p>	
<p>61. De acordo com os estudos, os destaques das experiências internacionais são apresentados a seguir:</p>	
<p><b>Importância da comunicação e engajamento dos usuários:</b> a experiência italiana demonstrou que o sucesso do rollout de medidores inteligentes está diretamente relacionado à existência de planos de comunicação pedagógicos e didáticos. Os consumidores italianos foram informados sobre o cronograma de substituição, funcionalidades dos novos medidores e os benefícios esperados, o que <b>gerou maior aceitação e participação ativa no processo</b>. A distribuidora E-Distribuzione, por exemplo, implementou um plano de comunicação robusto, com envio de cartas informativas, campanhas de divulgação e materiais explicativos, como folhetos com perguntas frequentes e guias de uso.</p>	
<p><b>Reconhecimento de CAPEX e OPEX para viabilidade financeira:</b> a viabilidade econômica do rollout depende do <b>reconhecimento tarifário</b> dos investimentos em infraestrutura de medição e comunicação, incluindo sistemas e softwares de gestão. Países como Itália e Reino Unido adotaram modelos regulatórios que reconhecem o CAPEX e o OPEX de forma clara e incentivam a eficiência por meio de mecanismos como o TOTEX com IQI (Information Quality Incentive).</p>	
<p><b>Padronização e interoperabilidade técnica:</b> a falta de definição de funcionalidades mínimas e requisitos de interoperabilidade pode comprometer a funcionalidade dos medidores e a integração com outras tecnologias. A experiência internacional mostra que o regulador deve estabelecer diretrizes gerais, sem excessiva tecnicidade, para garantir que os medidores sejam compatíveis entre si e com os sistemas existentes. A ausência de padronização pode levar à instalação de equipamentos não reconhecidos pelo regulador, gerando glosas tarifárias e desperdício de recursos.</p>	
<p><b>Abordagens alternativas para implantação:</b> em contextos em que o rollout total não é viável, como em áreas com baixa densidade populacional ou infraestrutura limitada, é possível adotar estratégias alternativas. A Austrália, por exemplo, implementou medidores inteligentes em novas unidades consumidoras, em casos de substituição por defeito ou fim de vida útil, alcançando cerca de 30% de difusão. A experiência mostra que taxas superiores a 50% só são atingidas com abordagens obrigatórias ou com baixa margem de escolha para os usuários.</p>	
<p><b>Responsabilização e prestação de contas em cenários de crise:</b> o caso chileno evidenciou a importância de mecanismos claros de responsabilização e comunicação com a população. A falta de transparência sobre o financiamento dos medidores inteligentes, que seriam pagos pelos próprios consumidores via tarifa, gerou insatisfação popular e protestos. A ausência de um plano de contenção e de comunicação eficaz agravou a crise, levando à suspensão do rollout. Essa experiência reforça a necessidade de definir previamente as responsabilidades dos agentes envolvidos e garantir que os benefícios sejam claramente comunicados aos consumidores.</p>	
<p><b>8.4 Aplicações para o Brasil</b></p>	
<p>62. A experiência internacional demonstra que a adoção de medidores inteligentes pode trazer benefícios significativos para o setor elétrico brasileiro, como maior eficiência na prestação do serviço, redução de perdas técnicas e não técnicas, modernização tarifária e empoderamento do consumidor. No entanto, a difusão dessa tecnologia no Brasil <b>ainda é incipiente, com cerca de 2,5 milhões de unidades consumidoras atendidas por medidores inteligentes, frente a um universo de quase 90 milhões</b>. Para superar esse cenário, é essencial que o regulador atue de forma a remover eventuais barreiras regulatórias e criar um ambiente propício à inovação tecnológica.</p>	<p>Investimentos no sistema de distribuição são pagos pelos consumidores através das tarifas de energia elétrica. Desse modo, todas as mudanças tecnológicas devem ter uma clara e abrangente justificativa de seu custo-benefício, sendo condição fundamental para a sua implantação a aceitação total ou parcial das contribuições dos Conselhos de Consumidores nesse processo. Estudos de modelos estrangeiros não devem ser copiados pois temos situações próprias tanto em geração quanto em distribuição. O país é continental com significativas diferenças de densidade populacional e de IDH que afetam a capacidade de pagamento da fatura mensal de energia elétrica, portanto a instalação massiva, deve ser acompanhada de redução tarifária.</p>
<p>63. O modelo regulatório brasileiro atual é orientativo, ou seja, não impõe metas obrigatórias de implantação, mas também pode ser um obstáculo à adoção de novas tecnologias. A ANEEL, conforme a Nota Técnica nº 47/2023-SRM, defende que o ambiente regulatório deve permitir a introdução de inovações, desde que os custos e benefícios sejam equilibrados entre os agentes. A <b>adoção de um modelo determinativo</b>, como o praticado em países como Itália e Califórnia, <b>exigiria previsão legal específica</b>, como o Projeto de Lei nº 2932/2015, que propõe um cronograma nacional para substituição dos medidores convencionais por inteligentes.</p>	
<p>64. Para viabilizar a implantação massiva dos medidores inteligentes, é necessário revisar instrumentos normativos. Entre os principais pontos estão a definição de <b>diretrizes específicas para implantação da medição</b> e a definição de <b>funcionalidades mínimas e requisitos de interoperabilidade</b>. A publicação da <b>Portaria do MME nº 111/2025 supriu parte dessa necessidade, restando à ANEEL estabelecer aspectos específicos adicionais</b>.</p>	
<p>65. Além dos ajustes regulatórios, é fundamental que haja uma estratégia de comunicação e engajamento dos consumidores. A experiência italiana mostrou que o sucesso do rollout está diretamente ligado à transparência sobre os benefícios e funcionalidades dos medidores inteligentes. As distribuidoras devem investir em campanhas que expliquem como os medidores podem melhorar a qualidade do serviço, permitir maior controle do consumo e viabilizar novas tarifas mais adequadas ao perfil de uso de cada consumidor.</p>	
<p>66. Por fim, o relatório recomenda que a implantação dos medidores inteligentes seja feita de forma gradual e estratégica, priorizando áreas contíguas e segmentos específicos, como consumidores com geração distribuída ou alta carga. A realização de <b>Análises de Custo-Benefício (ACB)</b> deve ser obrigatória para justificar os investimentos e garantir a <b>modicidade tarifária</b>. Tal recomendação foi acolhida pelo MME, que, por meio da Portaria nº 111/2025 determinou que a <b>implantação massiva da medição inteligente seja precedida de realização de ACB</b>.</p>	<p>Entendemos que, dependendo da distribuidora, outras alternativas podem ser mais vantajosas, portanto, não concordamos com a manutenção exclusiva da Alternativa 4 e recomendamos que cada distribuidora elabore a ACB levando em conta a melhor solução. Entendemos que o relatório de ACB deve ser discutido com o Conselho de consumidores incluindo no Art. 9º da REN 963/2021 mais essa atribuição para o Conselho de Consumidores e no Art. 10 da REN 963/2021 atribuição para a Distribuidora apresentar ao Conselho de Consumidores a ACB, antes de sua implementação.</p>
<p><b>9. Alternativas</b></p>	
<p>67. No item 3.9 do Relatório 2 das consultorias foram descritas as <b>cinco alternativas</b> regulatórias elaboradas para a AIR inicial, as quais representaram <b>cinco modelos regulatórios com diferentes níveis de intervenção</b> por parte do regulador. No Tabela 8 do item, são resumidas as características das alternativas avaliadas. Em termos de abrangência, as <b>Alternativas 1 e 3 resultam em implantação dispersa de medidores inteligente nas áreas de atuação das distribuidoras</b>, enquanto as <b>Alternativas 2 e 4 implicam na instalação de medidores inteligentes em áreas contíguas</b>. A exigência de realização de <b>análise de custo-benefício</b> prévia pelas distribuidoras é elemento presente apenas nas <b>Alternativas 2 e 4</b>, enquanto todas as alternativas diferentes do cenário atual contemplam a necessidade de definição de funcionalidades mínimas para o medidor inteligente.</p>	
<p>68. Por meio da Portaria MME nº 111, de 18 de junho de 2025, foram estabelecidas diretrizes gerais para es[em]ulo à digitalização gradual das redes e do serviço de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. No art. 4º dessa Portaria é estabelecido que as <b>ações direcionadas à digitalização, incluindo a implantação de medidores inteligentes, devem seguir regulamentação da ANEEL</b>, a qual deverá abordar determinados temas, conforme trecho a seguir:</p> <p><i>"Art. 4º As iniciativas relacionadas à digitalização deverão observar a regulamentação da Aneel, devendo ser priorizada a avaliação da implantação de medidores inteligentes.</i></p> <p><i>§ 1º A regulamentação de que trata o caput deverá estabelecer:</i></p> <p><i>I - as diretrizes gerais, a metodologia e as regras para a elaboração, pelas concessionárias de distribuição, de plano de implantação de medidores inteligentes em sua área de concessão;</i></p> <p><i>II - os requisitos mínimos para a elaboração de análise de custo-benefício prévia ao plano de que trata o inciso I;</i></p>	<p>Entendemos que não devem ser desconsiderar as alternativas A1 e A3, já que existem inúmeras outras alternativas para sua redução. Casos como a Índia que tem mais similaridade com o Brasil pelo baixo poder de pagamento da tarifa por parte significativa da população não foram consideradas na análise. Parece bem óbvio que em algumas distribuidoras brasileiras as opções A1 e A3 poderiam ser consideradas se o estudo fosse nas abrangente.</p>
<p>69. Conforme se verifica pelas diretrizes estabelecidas por meio da Portaria MME nº 111/2025 para a regulamentação da ANEEL relativa à implantação de medidores inteligentes, entende-se que tal implantação deve ser precedida de uma análise de custo-benefício elaborada pela distribuidora e ser formalizada por meio de um plano de implantação. Ao aplicar tais diretrizes emanadas pela portaria sobre as alternativas regulatórias consideradas na AIR inicial das consultorias, entendeu-se que as <b>Alternativas 1 e 3 não mais cumprem os requisitos para prosseguirem como alternativas</b> possíveis para resolução do problema regulatório. A justificativa para tal exclusão reside no fato de que as características de tais alternativas não observam as diretrizes estabelecidas na portaria.</p>	<p>Entendemos que não devem ser desconsiderar as alternativas A1 e A3, já que existem inúmeras outras alternativas para sua redução. Casos como a Índia que tem mais similaridade com o Brasil pelo baixo poder de pagamento da tarifa por parte significativa da população não foram consideradas na análise. Parece bem óbvio que em algumas distribuidoras brasileiras as opções A1 e A3 poderiam ser consideradas se o estudo fosse nas abrangente.</p>
<p>70. Dessa forma, dentre as cinco alternativas comparadas no AIR inicial das consultorias, apenas as Alternativas 0, 2 e 4 prosseguirão na presente versão revisada da AIR, com as Alternativas 2 e 4 contemplando determinados aprimoramentos e sendo chamadas daqui por diante de Alternativas 2' e 4'. A Alternativa 0 permanece no presente estudo para apresentar uma forma de comparação relativa das mudanças propostas nas demais alternativas com o cenário base atual. Assim, a descrição das alternativas que serão utilizadas nessa AIR revisada são:</p>	

<b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026</b>	
	
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b> <b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>	
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>	
<b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<b>IMPORTANTE:</b> 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>a) <b>Alternativa 0:</b> mantem-se o mesmo modelo da AIR inicial. Ou seja, de acordo com o Relatório 2: "Conforme modelo regulatório vigente, a instalação de medidores inteligentes não é obrigatória para nenhum tipo de consumidor da Baixa Tensão (BT), tampouco existe a definição de funcionalidades mínimas ou diretrizes específicas para a implantação massiva desses equipamentos. A distribuidora pode optar por formular estratégia de instalação na sua área de concessão. Se este for o caso, a propriedade desses equipamentos é da distribuidora e o CAPEX tem sido reconhecido na revisão tarifária subsequente."</p>	
<p>b) <b>Alternativa 2:</b> elaborada com base na Alternativa 2 da AIR inicial contemplando algumas alterações. A distribuidora deverá elaborar uma análise de custo-benefício – ACB e um plano de implementação, caso o ACB resulte positivo. As diretrizes gerais para a ACB e o plano, assim como os requisitos mínimos para a medição inteligente, serão definidos pela ANEEL. Não haverá necessidade de aprovação dos planos pela ANEEL, mas a distribuidora poderá seguir adiante com seu plano apenas no caso de ACB positiva, sendo da própria distribuidora a decisão final. Todas as distribuidoras deverão elaborar uma ACB inicial. As distribuidoras deverão dar publicidade a ACBs e planos elaborados, assim como elaborar relatórios periódicos sobre a execução dos planos. A propriedade dos medidores inteligentes será da distribuidora e a remuneração do CAPEX será realizado via tarifa. Os consumidores que receberem medição inteligente passarão a receber sua fatura de forma digital como padrão, sendo do consumidor a decisão final sobre retornar para a fatura impressa.</p>	
<p>c) <b>Alternativa 4:</b> elaborada com base na Alternativa 4 da AIR inicial contemplando algumas alterações. A distribuidora deverá elaborar uma análise de custo-benefício – ACB e um plano de implementação, caso a ACB resulte positiva. As diretrizes gerais para a ACB e o plano, assim como os requisitos mínimos para a medição inteligente, serão definidos pela ANEEL. Não haverá necessidade de aprovação dos planos pela ANEEL, mas a distribuidora será obrigada a seguir adiante com seu plano no caso de ACB positiva. <b>Todas as distribuidoras deverão elaborar uma ACB inicial e periodicamente realizar novas ACBs, caso resultem negativas. As distribuidoras deverão dar publicidade a ACBs e planos elaborados, assim como elaborar relatórios periódicos sobre a execução dos planos. A propriedade dos medidores inteligentes será da distribuidora e a remuneração do CAPEX será realizado via tarifa. Os consumidores que receberem medição inteligente passarão a receber sua fatura de forma digital como padrão, sendo do consumidor a decisão final sobre retornar para a fatura impressa.</b></p>	<p>Entendemos que, dependendo da distribuidora, outras alternativas podem ser mais vantajosas, portanto, não concordamos com a manutenção exclusiva da Alternativa 4 e recomendamos que cada distribuidora elabore a ACB levando em conta a melhor solução. Entendemos que o relatório de ACB deve ser discutido com o Conselho de consumidores incluindo no Art. 9º da REN 963/2021 mais essa atribuição para o Conselho de Consumidores e no Art. 10 da REN 963/2021 atribuição para a Distribuidora apresentar ao Conselho de Consumidores a ACB, antes de sua implementação.</p>
<b>10. Metodologias e Comparação das Alternativas</b>	
<b>10.1. Metodologias</b>	
<b>10.1.1. Analytic Hierarchy Process - AHP</b>	
<b>10.1.1.1. Estrutura Hierárquica</b>	
<b>10.1.1.2. Etapas do Processo</b>	
<b>10.1.2. Análise Custo-benefício</b>	
<p>81. A Análise de Custo-Benefício (ACB) é considerada a metodologia mais informativa para decisões regulatórias, sendo amplamente utilizada e recomendada por países da OCDE. Ela exige quantificar e monetizar todos os custos e Benefícios das alternativas analisadas, a fim de embasar a justificativa econômica diante de problemas regulatórios.</p>	
<p>82. Esse método tem o objetivo de avaliar os impactos positivos e negativos decorrentes de intervenções regulatórias. Entretanto, existe uma dificuldade inerente à quantificação e monetização dos Benefícios, especialmente quando estes não são comercializados no mercado. Nesses casos, torna-se necessário complementar a análise com outras metodologias capazes de atribuir valores monetários aos Benefícios, proporcionando uma comparação adequada entre custos e Benefícios. A adoção dessas metodologias requer a participação dos grupos e stakeholders envolvidos, utilizando instrumentos como questionários, análises estatísticas, estudos de probabilidade, elaboração de modelos, entre outros recursos.</p>	
<p>83. Além disso, quando apenas uma parcela dos custos e Benefícios pode ser quantificada, a análise pode ser realizada de maneira parcial. Esse tipo de avaliação permanece relevante para os tomadores de decisão, pois reduz o escopo das questões a serem tratadas por meio de abordagens mais subjetivas e qualitativas. Dessa forma, ainda que se desenvolva uma análise de custo-benefício incompleta, é possível aprimorar consideravelmente o processo decisório.</p>	
<p>84. Essa metodologia também demanda atenção nos seguintes aspectos, para além da quantificação e monetização dos custos e benefícios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>Apresentação dos custos e Benefícios</b> como um fluxo de caixa para um período de referência pré-definido, com os valores descontados a valor presente;</li> <li><b>Depreciação dos valores monetários</b> obtidos com o uso de uma taxa de desconto para a comparação dos valores em diferentes pontos do tempo. Internacionalmente, a tendência é de que as taxas de desconto reflitam o custo de oportunidade da economia como um todo;</li> <li><b>Consideração dos efeitos distributivos</b> das alternativas regulatórias, ou seja, é necessário que haja uma compreensão dos efeitos das alternativas sobre diversos grupos sociais, considerando os ganhos e as perdas de diferentes atores afetados pelas alternativas de ação;</li> <li><b>Condução de uma análise de sensibilidade</b> para a confirmação de que os resultados se manterão mesmo com a alteração de alguns valores das variáveis.</li> </ul>	
<p>85. Dessa forma, a análise custo-benefício deve indicar aos tomadores de decisão a alternativa com maior vantagem econômica. Os resultados podem ser apresentados como Benefício líquido (diferença entre Benefícios e custos) ou pela relação Benefício/custo, onde valores acima de 1 mostram que os Benefícios superam os custos. As alternativas também podem ser classificadas pelo valor presente líquido (VPL); a opção com VPL mais alto e positivo é a mais recomendada.</p>	
<b>10.2. Comparação das Alternativas</b>	
<p>89. Na presente AIR revisada, foram elencados 6 critérios a partir dos quais as alternativas regulatórias serão comparadas para analisar sua adequabilidade em atingir os objetivos da AIR e, portanto, em resolver o problema regulatório identificado. Os critérios são os seguintes:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>1. Melhoria na eficiência da prestação do serviço:</b> o mesmo utilizado na AIR inicial, sendo a comparação das alternativas segundo esse critério realizada por meio de itens de custo e benefício monetizáveis e posterior utilização do resultado da análise de custo-benefício como critério do AHP;</li> <li><b>2. Maior observabilidade da rede para tomada de decisões:</b> novo critério adotado na AIR revisada, o qual procura mensurar qualitativamente quanto a implementação de uma alternativa contribui para a coleta de dados sobre o sistema elétrico por meio dos medidores inteligentes de modo a permitir o aprimoramento de ações de planejamento e operação da rede. Esse critério incorpora o critério proposto pelas consultorias de "qualidade e agilidade no repasse da informação coletada", pois entendeu-se que eles são similares;</li> <li><b>3. Empoderamento do consumidor:</b> o mesmo utilizado na AIR inicial e definido no item 3.11.2 do Relatório 2;</li> <li><b>4. Otimização dos recursos energéticos centralizados e distribuídos:</b> critério de "melhoria na gestão e disseminação de REDs" utilizado na AIR inicial e definido no item 3.11.2 do Relatório 2, mas que agora passa a incorporar a otimização de recursos eletroenergéticos do país;</li> <li><b>5. Impacto tarifário de curto prazo:</b> o mesmo utilizado na AIR inicial e definido no item 3.11.2 do Relatório 2;</li> <li><b>6. Custo regulatório:</b> o mesmo utilizado na AIR inicial, sendo a comparação das alternativas segundo esse critério realizada por meio de itens de custo monetizáveis e posterior utilização do resultado da análise de custo-benefício como critério do AHP;</li> <li><b>7. Autonomia de a distribuidora decidir sobre seus próprios investimentos:</b> novo critério adotado na AIR revisada, o qual procura mensurar qualitativamente quanto a implementação de uma alternativa possibilita a autonomia decisória da distribuidora sobre a aplicação de seus recursos financeiros disponíveis e escolhas de investimentos entre opções concorrentes.</li> </ol>	
<p>90. O critério de "risco da análise custo-benefício" foi excluído pois na ACB revisada as novas alternativas A2 e A4 resultaram bem menos voláteis do que no ACB das consultorias. Ademais, no ACB revisado foi atualizada a análise de sensibilidade dos resultados. Além disso, esse AIR apresenta uma seção específica sobre os riscos na implementação da alternativa escolhida</p>	
<b>11. Resultados</b>	
<b>11.1. Análise de Custo-Benefício</b>	
<b>11.1.1. Dados gerais</b>	
<b>11.1.2. Benefícios</b>	
<b>11.1.3. Custos</b>	
<b>11.1.4. Resultado da ACB</b>	



### CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026

NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25

**EMENTA:** Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.

### 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
-------------	-------------------

165. A Tabela 22 apresenta a soma do valor presente de todos os benefícios e de todos os custos calculados na ACB para cada alternativa

Tabela 22 – Soma do valor presente de todos os benefícios e de todos os custos calculados na ACB.

	A0	Alternativa 1 (A2)	Alternativa 2 (A4)
Valor presente dos benefícios	R\$ 6.838,67	R\$ 19.777,69	R\$ 29.258,73
Valor presente dos custos	R\$ 7.030,51	R\$ 16.775,14	R\$ 21.713,36

168. A Tabela 23 apresenta o valor de VPL e a razão benefícios/custos para cada uma das alternativas consideradas no AIR.

Tabela 23 - VPL e a razão benefícios/custos para cada uma das alternativas consideradas no AIR.

	A0	Alternativa 1 (A2)	Alternativa 2 (A4)
VPL	-R\$ 191,85	R\$ 3.002,55	R\$ 7.545,37
Razão B/C	0,97	1,18	1,35

172. A Figura 10 e a Figura 11 apresentam a distribuição dos benefícios e dos custos por alternativa.

Figura 10 – Distribuição dos benefícios por alternativa.

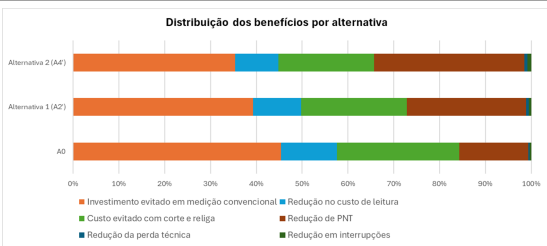
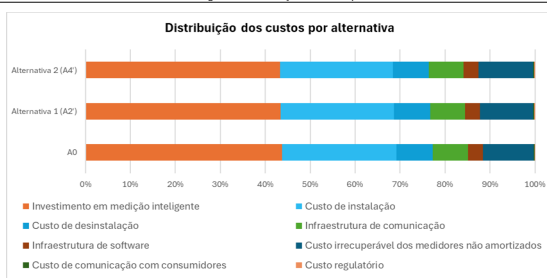


Figura 11 – Distribuição dos custos por alternativa



### 11.1.5. Comparação dos resultados com o ACB das consultorias

#### 11.1.5.1. Benefícios

175. A Tabela 24 e a Tabela 25 apresentam os benefícios calculados pelas consultorias e os calculados nessa ACB, respectivamente.

Tabela 24 – Benefícios calculados pelas consultorias.

Benefícios	A0	A1	A2	A3	A4
Investimento evitado em medição convencional	R\$ 2.752,21	R\$ 1.106,02	R\$ 0,00	R\$ 3.291,30	R\$ 2.242,26
Redução no custo de leitura	R\$ 242,29	R\$ 0,00	R\$ 1.268,06	R\$ 0,00	R\$ 1.628,01
Redução de PNT	R\$ 1.386,09	R\$ 0,00	R\$ 7.244,46	R\$ 0,00	R\$ 9.856,92
Modulação do consumo	R\$ 0,00	R\$ 60,07	R\$ 1.006,39	R\$ 244,70	R\$ 1.301,16
Redução de consumo e da perda técnica	R\$ 1.790,29	R\$ 0,00	R\$ 1.875,72	R\$ 0,00	R\$ 5.907,03
Redução em interrupções	R\$ 12,82	R\$ 0,00	R\$ 25,35	R\$ 0,00	R\$ 64,47

Tabela 25 – Benefícios calculados nessa ACB

Benefícios	A0	Alternativa 1 (A2)	Alternativa 2 (A4)	%
Investimento evitado em medição convencional	R\$ 3.105,27	R\$ 7.763,17	R\$ 10.350,89	35%
Redução no custo de leitura	R\$ 830,13	R\$ 2.075,31	R\$ 2.767,08	9%
Custo evitado com corte e religia	R\$ 1.830,86	R\$ 4.577,16	R\$ 6.102,87	21%
Redução de PNT	R\$ 1.027,33	R\$ 5.136,66	R\$ 9.588,43	33%
Modulação e redução do consumo	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	0%
Redução da perda técnica	R\$ 23,55	R\$ 117,75	R\$ 219,79	1%
Redução em interrupções	R\$ 21,53	R\$ 107,65	R\$ 229,66	1%
Total	R\$ 6.838,67	R\$ 19.777,69	R\$ 29.258,73	100%

É um erro considerar ZERO, nas alternativas A1 e A3, no item de "Redução de PNT" e "Redução de Consumo e da Perda Técnica", já que existem inúmeras outras alternativas para sua redução. Várias formas tradicionais são utilizadas para o combate de perdas, sejam Técnicas sejam Não Técnicas. Casos como a Índia que tem mais similaridade com o Brasil pelo baixo poder de pagamento da tarifa não foram consideradas na análise. Parece bem óbvio que em algumas distribuidoras brasileiras as opções A1 e A3 poderiam ser consideradas se o estudo fosse nas abrangentes.

#### 11.1.5.2. Custos

192. A Tabela 27 e a Tabela 28 apresentam os custos calculados pelas consultorias e os calculados nessa ACB, respectivamente.

Tabela 27 – Custos calculados pelas consultorias.

Custos	A0	A1	A2	A3	A4
Investimento em medição inteligente	R\$ 5.244,85	R\$ 2.428,17	R\$ 10.926,77	R\$ 5.299,84	R\$ 14.990,03
Custo de desinstalação	R\$ 636,62	R\$ 204,73	R\$ 1.326,28	R\$ 180,03	R\$ 1.768,38
Infraestrutura de comunicação	R\$ 1.048,87	R\$ 485,03	R\$ 2.185,35	R\$ 1.053,77	R\$ 2.913,61
Custo de comunicação com consumidores	R\$ 66,17	R\$ 24,24	R\$ 146,42	R\$ 66,43	R\$ 163,89
Custo irrecuperável dos medidores não amortizados	R\$ 1.361,01	R\$ 662,70	R\$ 3.279,09	R\$ 381,77	R\$ 4.684,59
Custo regulatório	R\$ 1,83	R\$ 1,63	R\$ 20,06	R\$ 1,83	R\$ 25,29

Tabela 28 – Custos calculados nessa ACB.

Custos	A0	Alternativa 1 (A2)	Alternativa 2 (A4)	%
Investimento em medição inteligente	R\$ 3.076,33	R\$ 7.286,04	R\$ 9.390,89	43%
Custo de instalação	R\$ 1.787,81	R\$ 4.234,29	R\$ 5.457,52	25%
Custo de desinstalação	R\$ 569,03	R\$ 1.347,70	R\$ 1.737,04	8%
Infraestrutura de comunicação	R\$ 551,60	R\$ 1.308,42	R\$ 1.663,83	8%
Infraestrutura de software	R\$ 233,34	R\$ 562,04	R\$ 712,29	3%
Custo irrecuperável dos medidores não amortizados	R\$ 794,85	R\$ 1.987,13	R\$ 2.649,50	12%
Custo de comunicação com consumidores	R\$ 15,77	R\$ 39,41	R\$ 52,55	0%
Custo regulatório	R\$ 1,79	R\$ 21,51	R\$ 29,73	0%
Total	R\$ 7.030,51	R\$ 16.775,14	R\$ 21.713,36	100%

#### 11.1.5.3. VPL e resultados por consumidor que receberá a medição inteligente

199. Ainda, importa comparar o resultado da soma do valor presente dos custos calculado pelas consultorias e o calculado nessa ACB. A Tabela 31 apresenta a soma do valor presente de todos os custos calculados pelas consultorias.

Tabela 31 – Soma do valor presente de todos os custos calculados pelas consultorias.

	A0	A1	A2	A3	A4
Valor presente dos custos	R\$ 8.340,13	R\$ 3.786,00	R\$ 17.870,67	R\$ 8.044,30	R\$ 23.873,30

201. Por fim, a Tabela 32 e a Tabela 33 apresentam os benefícios e os custos por consumidor que receberá a medição inteligente calculados pelas consultorias e calculados nessa ACB, respectivamente.

Tabela 32 – Benefícios e custos por consumidor que receberá a medição inteligente calculados pelas consultorias.

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026					
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b>					
<b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>					
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>					
<p><b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.</p>					
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>					
<p><b>IMPORTANTE:</b> 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.</p>					
<b>TEXTO/ANEEL</b>			<b>TEXTO/INSTITUIÇÃO</b>		
	A0	A1	A2	A3	A4
Benefício por consumidor atingido	R\$ 596,07	R\$ 226,86	R\$ 730,66	R\$ 340,22	R\$ 730,66
Custo por consumidor atingido	R\$ 719,91	R\$ 783,29	R\$ 616,19	R\$ 994,22	R\$ 918,22
Tabela 33 – Benefícios e custos por consumidor que receberá a medição inteligente calculados nessa ACB.					
	A0	Alternativa 1 (A2)	Alternativa 2 (A4)		
Benefício por consumidor atingido	R\$ 536,43	R\$ 620,55	R\$ 688,52		
Custo por consumidor atingido	R\$ 551,48	R\$ 526,34	R\$ 510,96		
<b>11.1.6. Análise de sensibilidade da ACB</b>					
<b>11.2. Método AHP</b>					
<b>11.2.1. Análise de Sensibilidade do AHP</b>					
<b>12. Funcionalidades Mínimas dos Medidores Inteligentes</b>					
<p>243. Como tratado na seção anterior, as alternativas A2 e A4 prevêem a definição de funcionalidades mínimas dos medidores pela ANEEL. Esse tema é fundamental para se decidir quais os benefícios e quais os custos da implantação desses medidores. Ele foi abordado no trabalho das consultorias, que propuseram as funcionalidades mínimas apresentadas na Tabela 36.</p>					
Tabela - Funcionalidades mínimas propostas pelas consultorias					
	<b>Categoria</b>	<b>Funcionalidades<sup>(1)(2)</sup></b>	<b>Justificativas</b>		
Comunicação e controle remotos		Leitura remota	Eficiência operacional (redução de custos de leitura e outros custos operacionais), redução em interrupções e compensações		
		Corte e religa remotos			
		Last gasp e retorno			
		Programação e parametrização remotas			
		Atualização de firmware remota			
	Segurança cibernética	Segurança dos dados trafegados; segurança operacional			
Detecção de fraudes	Alarme anti-tamper	Redução de perdas não técnicas; segurança operacional			
Interface	Disponibilização de informações no próprio medidor ou em dispositivo localizado	Facilidade de acesso a informações pelo consumidor; gestão do consumo pelo consumidor; modulação do consumo;			
	<b>Categoria</b>	<b>Funcionalidades<sup>(1)(2)</sup></b>	<b>Justificativas</b>		
		internamente à Unidade Consumidora (UC)	redução de consumo e das perdas técnicas correspondentes		
		Gestão do consumo por app			
Medição		Potência e energia ativa bidirecionais <sup>(3)</sup>	Faturamento; operação e planejamento da rede		
		Potência e energia reativa bidirecionais	Operação e planejamento da rede		
		Armazenamento de registros em memória	Uso de dados pelo consumidor e distribuidora		
		Intervalo de integralização de 5 min	Padronização; operação e planejamento da rede		
Tarifiação	Permitir tarifação pelo horário de uso (Time-of-Use Tariff - TOU) com, no mínimo, 4 postos tarifários programáveis	Previsão para novas modalidades tarifárias/Resposta da Demanda (RD); gestão do consumo pelo consumidor; modulação do consumo; redução de consumo e das perdas técnicas correspondentes			
<p>252. Com base em todos esses elementos, entende-se que a discussão sobre as <b>funcionalidades mínimas</b> dos medidores inteligentes deve ser realizada nesse momento, em conjunto com o debate as alternativas para atuação da ANEEL no tema, que todas as funcionalidades propostas pelas consultorias, de forma necessária ou recomendada, devem ser acolhidas e que devem ser acrescidas as seguintes funcionalidades mínimas:</p>					
<p>a) Integralização de parâmetros <b>programável no intervalo de 5 a 60min</b>;</p>					
<p>b) Cálculo interno dos <b>indicadores DRP e DRC</b>;</p>					
<p>c) Sensor de campo magnético;</p>					
<p>d) <b>Registro das últimas 100 interrupções de curta e longa duração</b>;</p>					
<p>e) <b>Memória de massa de no mínimo de 37 dias de uso</b> para 12 canais e grandezas integralizadas a cada 15min;</p>					
<p>f) disponibilização de informações medidas em pelo menos 12 canais por meio que permita <b>ao consumidor acompanhar a leitura do medidor</b>;</p>					
<p>g) interface para <b> aquisição local dos valores medidos e da memória de massa</b> em formato aberto;</p>					
<p>h) mecanismo de <b>sincronismo de tempo</b>;</p>					
<p>i) funcionalidade de <b>limitação de potência, para corte social</b>;</p>					
<p>j) funcionalidades que garantam <b>interoperabilidade</b></p>					
<p>k) possibilidade de aplicação de <b>pré-pagamento</b>.</p>					
<p>253. Importa registrar que <b>não se está obrigando que os medidores possuam conexão direta com o aplicativo dos consumidores</b>, podendo a distribuidora coletar o dado e disponibilizá-lo posteriormente no aplicativo do consumidor. O item "f" acima se refere a um visor presente no medidor para leitura de pelo menos <b>12 canais de informações pelo consumidor</b>.</p>					
<p>254. Quanto à contribuição do <b>ONS</b> para que os serviços de corte e religa de <b>consumo e geração</b> possam ser feitos de forma independente e da COMERC para que inclua saída específica para <b>medição instantânea de potência ativa e reativa</b>, entende-se que elas <b>não devem ser acolhidas pois encareceriam demasiadamente os medidores</b>.</p>					
<p>255. Quanto à alínea "f" do inciso III do art. 4º da Portaria do MNE nº 111/2025, <b>histórico de consumo de energia, em KWh, dos últimos 12 (doze) meses</b>, entende-se que esse histórico deve constar nas distribuidoras para ser disponibilizado aos consumidores, como já ocorre atualmente, mas não deve estar armazenado nos medidores, sob pena de forte elevação nos preços desses equipamentos.</p>					
<p>256. Quanto à <b>segurança cibernética</b>, as distribuidoras devem adotar requisitos de segurança em todas as camadas da solução, devem utilizar algoritmos de criptografia e devem ser utilizar dispositivos físicos dedicados à proteção de chaves criptográficas. Ainda, os processos definidos pela distribuidora devem garantir a integridade dos dados de medição, a <b>continuidade da prestação de serviço e a privacidade dos consumidores</b>.</p>					
<p>257. Quanto à <b>interoperabilidade</b>, não possível avançar em aspectos específicos a serem descritos nas funcionalidades. Espera-se que sejam apresentadas <b>contribuições específicas</b> sobre esse tema na consulta pública que discutirá essa A1R.</p>					
<p>258. Quanto ao <b>pré-pagamento</b>, entende-se que <b>deve permitido</b> que toda a parte de gestão dos créditos e habilitação do consumo seja realizada externamente ao medidor.</p>					
<b>13. Identificação e definição dos efeitos e riscos</b>					
<p>259. No Relatório 3, item 2.6, as consultorias apresentaram temas amplos que consideraram ter influência sobre a discussão regulatória envolvendo <b>medição inteligente</b>, conforme o trecho a seguir:</p>					
<p><i>"Os temas incluídos nessa seção são mais amplos, ou seja, apesar de influenciarem de forma relevante a inserção de medição inteligente, impactam o funcionamento do setor elétrico, particularmente a regulação atinente ao serviço de distribuição de energia elétrica, de forma mais abrangente. Assim, por seu caráter mais abrangente, estes temas não foram incluídos no fluxograma apresentado anteriormente, sendo que para esses tópicos as discussões regulatórias devem ocorrer em fóruns específicos, de preferência paralelamente à discussão acerca da modernização da medição.</i></p>					
<p>Existem alternativas de avançar nos enfrentamentos dos desafios sem necessariamente estar ligado a uma medição inteligente "on-line". Levando-se em conta que o faturamento é mensal e está atrelado a uma leitura mensal os medidores, não há necessidade de integração "on-line", portanto, podem ser mantidos os registros em memória de massa no medidor com o leitorista obtendo os registros localmente com leitores portáteis. Quem deve determinar o modelo ideal é a análise de custo-benefício - ACB. As funcionalidades mínimas já garantem a possibilidade desta alternativa, que deve ser considerada na avaliação da ACB.</p>					
<p>Estas considerações do ONS devem ser avaliadas pois são específicas para medidores de prossumidores e não para todos os demais medidores.</p>					
<p>Concordamos que a leitura mensal atende à necessidade de obtenção do histórico anual de consumo.</p>					

<b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026</b>	
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b>	
<b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>	
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>	
<p><b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.</p>	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<p><b>IMPORTANTE:</b> 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.</p>	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>Nesta seção, apresentamos discussões preliminares sobre cada um destes temas, sua relação com a modernização da medição, bem como possíveis formas de tratá-los de forma transitória, mitigando as barreiras regulatórias identificadas para inserção massiva de medidores inteligentes."</p>	
<p>260. Além dos temas amplos identificados no estudo inicial como potenciais barreiras regulatórias à implementação da medição inteligente, outros foram trazidos para discussão no âmbito da TS nº 13/2024. Dessa forma, são listados abaixo os principais temas mais abrangentes apontados como possíveis entraves à medição inteligente e correspondentes entendimentos atuais sobre os encaminhamentos necessários ou tomados.</p> <p><b>1. Reconhecimento do CAPEX:</b> A normatização sobre o reconhecimento dos investimentos realizados pelas distribuidoras está consolidada ao longo dos vários ciclos revisionais aplicados aos contratos de concessões. Contudo a dinâmica dos modelos de negócios, do mercado atendido e a inovação tecnológica provocam a necessidade de constante monitoramento e aprimoramentos dos sinais regulatórios. Os investimentos em sistemas de medição, assim como em outros ativos de rede estão inseridos no contexto de aprimoramento das regras tarifárias dos custos gerenciáveis das distribuidoras. Nesta avaliação deve-se também considerar os novos dispositivos introduzidos em Leis e Decretos, como por exemplo a flexibilidade para se estabelecer novo regime de regulação econômica, definição e acompanhamento de planos de investimentos, reconhecimento de investimentos intra-ciclos. Já consta na proposta de Agenda Regulatória 2026/2027 submetida à Audiência Pública 07/2025, atividades que se relacionam com o tema, oportunidade em que poderão ser debatidos e incorporados aperfeiçoamentos normativos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Atividade Normativa: R&amp;C21-14:</b> Revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE;</li> <li>• <b>Atividade Normativa: AR24-09</b> – Revisão do Submódulo 2.3 do Proret - Base de Remuneração Regulatória;</li> <li>• <b>Demais atividades:</b> Regime econômico dos novos contratos de Concessão de Distribuição – Decreto nº 12.068/2024;</li> <li>• <b>Avaliação de Resultados Regulatórios – ARR: ARR24-03:</b> Avaliação de Resultado Regulatório do Submódulo 2.5 do Proret - Fator X - Componente Pd. A Tomada de Subsídios 12/2025 busca obter subsídios para os estudos a serem realizados.</li> </ul>	<p>Entendemos que está correta a decisão da Aneel de endereçamento do tema de reconhecimento do CAPEX para os processos de Revisão Tarifária.</p>
<p>Não obstante os assuntos já direcionados na Agenda Regulatória, o tema é recorrentemente tratado nas avaliações ordinárias dos pleitos de revisão tarifária periódica.</p> <p><b>2. Vida útil e custos de COM/CA de medidores inteligentes e sistemas relacionados:</b> A definição da vida útil dos medidores inteligentes e dos sistemas correlatos está em estudo no âmbito da atividade regulatória "R&amp;C21-14 – Revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE)", integrante da Agenda Regulatória 2025-2026, sob coordenação da Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF. Por sua vez, os custos de COM/CA estão sendo analisados em outra atividade regulatória da mesma Agenda, código AR24-09, que trata da Revisão do Submódulo 2.3 do PRORET – Base de Remuneração Regulatória, sob coordenação da Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR.</p> <p><b>3. Metodologia para desmobilização de ativos não depreciados:</b> A atual regramento tarifário prevê tratamento da desmobilização de ativos não depreciados, como ocorre, por exemplo, na substituição de medidores eletromecânicos ou eletrônicos por medidores inteligentes. No que se refere aos procedimentos contábeis aplicáveis à desmobilização de ativos não depreciados, bem como à destinação dos bens desmobilizados, estes já se encontram regulamentados pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE. Os bens desmobilizados contabilizados como despesas operacionais são considerados na definição dos custos operacionais eficientes, assim os ativos desmobilizados e não depreciados já possuem repasse tarifário.</p> <p><b>4. Modernização da estrutura tarifária:</b> Trata-se de agenda estratégica da ANEEL, explicitado no Mapa Estratégico ciclo 24/27, item 2: Modernizar as tarifas de energia elétrica considerando as diversidades econômicas e sociais e os avanços tecnológicos. Neste contexto as ações foram matriculadas na Agenda Regulatória com a atividade TAR23-01: Modernização das Tarifas. Pelo seu amplo escopo e interface com diversas agendas setoriais, considerando o roadmap apresentado na Tomada de Subsídios 11/2024, a atividade será conduzida em diversas atividades organizadas em ciclos bianuais até o final desta década.</p>	<p>Entendemos que está correta a decisão da Aneel de endereçamento do tema de reconhecimento da vida útil dos medidores inteligentes para os processos específicos.</p>
<p><b>5. Remuneração de outras receitas por serviços inovadores:</b> Como abordado no contexto da modernização do parque de medidores, a digitalização das redes provoca um ambiente propício para a inovação. Surgirão novos serviços possíveis de serem prestados pela distribuidora, que podem ser inovadores e vinculados a prestação do serviço de distribuição de energia para seus consumidores, ou produtos e serviços para outros agentes do setor, ou ainda, outros que alcancem diferentes setores de infraestrutura e serviços (saneamento, telecom, serviços etc.), estranhos ao setor elétrico, mas que tragam ganhos operacionais, eficiência econômica ou benefícios para o consumidor. Torna-se assim necessária a regulamentação técnica e econômica destes serviços, no que couber, sempre ponderando sobre os aspectos de liberdade empresarial, modicidade tarifária e prestação de um serviço adequado. O tema não está descoberto de normatização, pois a atual regulação disposta no PRORET 2.7 classifica as atividades acessórias próprias e complementares, listando e classificando as atividades e estabelecendo o grau de compartilhamento da receita para a modicidade tarifária. Cumprindo o comando disposto no PRORET 2.7, item 3.4 de revisão periódica da metodologia, a Agenda Regulatória 25/26 tratou do tema na atividade AR24-10 e os aprimoramentos foram debatidos na CP 3/2025. Como encaminhado na proposta final da STR, materializado na Nota Técnica n. 142/2025-STR (SEI 0139927) e nas minutas de PRORET anexas, reconhece-se a necessidade de tratamento diferenciado das receitas de atividades inovadoras, por envolverem maior risco, maturação de mercado e investimentos intensivos. A proposta busca delimitar o incentivo no tempo e vincular sua progressão à geração efetiva de resultados, evitando assim distorções e garantindo que o benefício ao consumidor não seja suprimido de forma indefinida. A matéria está instruída para deliberação da Diretoria da ANEEL. No entanto, é necessária uma maior clareza quanto ao rol de potenciais novos serviços prestados pela distribuidora. Neste sentido, trata-se de matéria regulatória que deve sofrer constante acompanhamento e aprimoramento. Cabe também pontuar que o Decreto 12.068/24 trouxe uma especial atenção para as receitas auferidas pela distribuidora no exercício de outras atividades empresariais. O tema foi objeto de debate no âmbito da CP 27/2024, que tratou da minuta de Termo Aditivo para renovação das concessões de distribuição. No texto do Contrato são tratados aspectos que direcionam a alocação destas receitas para os propósitos de contrapartidas específicas de investimentos e para a modicidade tarifária.</p>	<p>Entendemos que está correta a decisão da Aneel de endereçamento do tema de desmobilização de medidores inteligentes para o MCSE.</p>
<p><b>6. Metodologias de perdas de energia e de receitas irrecuperáveis:</b> Os parâmetros de cálculo das perdas não técnicas reconhecidas nos processos tarifários passaram por recente adequação para refletir a inserção da MMGD e seu impacto na energia requerida das distribuidoras. Como resultado da CP 09/2024, temos a Resolução Normativa n. 1.114/2025 e os Despachos n. 684/2025 e n. 1.120/2025. Ato contínuo, faz-se necessário aprimorar os aspectos metodológicos aplicados na definição dos valores regulatórios de perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis. Desta forma, consta na proposta de Agenda Regulatória 26/27, disponibilizada na AP 7/2025, a atividade AR24-19: Revisão dos Submódulos 2.6 e 2.6 A do Proret - Perdas não técnicas e Receitas irrecuperáveis, com a entrega normativa prevista para o ano de 2026. No desenvolvimento da atividade deve-se motivar a participação dos interessados na avaliação dos aspectos que se relacionam com a atividade de modernização dos medidores de energia.</p>	<p>Entendemos que está correta a decisão da Aneel de endereçamento do tema de modernização tarifária para os processos específicos. Contudo importante lembrar que novos modelos tarifários não necessariamente necessitam de medição inteligente para serem implantados.</p>
<p><b>14. Implementação, monitoramento e avaliação</b></p> <p><b>14.1. Implementação</b></p>	
<p>261. Em termos gerais, a implementação da Alternativa A4 envolve a elaboração de uma análise de custo-benefício e, caso essa se mostre positiva, posterior formalização de um plano de implementação de medição inteligente, ambas ações realizadas pela distribuidora. Em termos específicos, ainda com o caráter de proposta inicial a ser discutida na consulta pública do Relatório de AIR, a implementação da alternativa contará com as seguintes ações:</p> <p><b>a. Definição de critérios:</b> Por meio de processo de participação pública específico, a ANEEL definirá determinados aspectos que devem ser observados pelas distribuidoras, tais como: (i) itens e parâmetros mínimos que deverão ser considerados nas análises de custo-benefício – ACB; (ii) etapas a serem seguidas para formalização do plano de implementação de MI e seu posterior monitoramento; e (iii) aspectos a serem observados para dar publicidade às análises e planos elaborados. Destaque-se que os critérios definidos pela ANEEL serão mínimos, podendo a distribuidora adicionar critérios para melhor representar sua área de concessão/permisso. A título de exemplo, a Light pode abordar as dificuldades relacionadas às áreas de elevada complexidade operacional e a Amazonas Energia, de forma semelhante, pode endereçar as preocupações que decorrem da utilização massiva de um equipamento que combate perdas não técnicas. Em todo caso, as distribuidoras deverão justificar de maneira robusta essas circunstâncias, especialmente ao considerar que o seus ACB e planos de implantação serão publicizados, situação em que esses critérios específicos poderão ser confrontados por algum interessado;</p>	<p>Entendemos que, dependendo da distribuidora, outras alternativas podem ser mais vantajosas, portanto, não concordamos com a manutenção exclusiva da Alternativa 4 e recomendamos que cada distribuidora elabore a ACB levando em conta a melhor solução. Entendemos que o relatório de ACB deve ser discutido com o Conselho de consumidores incluindo no Art. 9º da REN 963/2021 mais essa atribuição para o Conselho de Consumidores e no Art. 10 da REN 963/2021 atribuição para a Distribuidora apresentar ao Conselho de Consumidores a ACB, antes de sua implementação.</p>
	<p>Concordamos com a definição dos critérios de ACB é um ponto fundamental e que pode variar a cada área de concessão.</p>

<b>CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 01/2026</b>	
<b>NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul - CONCEN</b>	
<b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL</b>	
<b>ATO REGULATÓRIO: RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO CONJUNTO Nº 1/2025-STD-SFF-STR/ANEEL de 6/11/25</b>	
<p><b>EMENTA:</b> Receber considerações e contribuições para aprimoramento do estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro" no âmbito da atividade "TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição" integrante da Agenda Regulatória 2024-2025 da ANEEL.</p>	
<b>CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS</b>	
<p><b>IMPORTANTE:</b> 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.</p>	
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p><b>b. Elaboração de ACB:</b> Com base nos critérios previamente definidos, as distribuidoras deverão formular suas ACBs e elas darem publicidade. Conforme desenho da <b>Alternativa A4</b> recomendada, as distribuidoras deverão elaborar uma <b>ACB inicial até certo prazo</b> estabelecido após a definição da regulação, além novas ACBs periodicamente, por exemplo, a cada 24 meses. Nesse ponto, importar registrar que as diferentes realidades das áreas de concessão/permissão poderão <b>levar a valores distintos</b> dentro das ACBs. Por exemplo, o potencial de redução das perdas não técnicas na Amazonas Energia pode não ser o que foi estimado pela ANEEL nesse AIR, ou a volta para a fatura física pode ser maior em uma distribuidora do que em outra. Esses dados deverão ser levantados pela própria distribuidora e deverão representar, com o máximo de fidelidade, as características da sua área de concessão/permissão.</p>	<p>Entendemos que, dependendo da distribuidora, outras alternativas podem ser mais vantajosas, portanto, não concordamos com a manutenção exclusiva da Alternativa 4 e recomendamos que cada distribuidora elabore a ACB levando em conta a melhor solução. Entendemos que o relatório de ACB deve ser discutido com o Conselho de consumidores incluindo no Art. 9º da REN 963/2021 mais essa atribuição para o Conselho de Consumidores e no Art. 10 da REN 963/2021 atribuição para a Distribuidora apresentar ao Conselho de Consumidores a ACB, antes de sua implementação.</p>
<p><b>c. Formulação do Plano de Implementação:</b> Caso a versão final da <b>ACB seja positiva</b>, a distribuidora deverá elaborar um plano que traduza os aspectos considerados na ACB considerada para a real implantação de medição inteligente em sua área de concessão, ao qual deve ser dada publicidade, contendo informações como, por exemplo, cronograma, etapas, custos e benefícios previstos. Conforme desenho da <b>Alternativa A4</b>, esse <b>plano não necessitará de aprovação da ANEEL, mas deve seguir os critérios definidos em regulação.</b></p>	<p>Entendemos que, dependendo da distribuidora, outras alternativas podem ser mais vantajosas, portanto, não concordamos com a manutenção exclusiva da Alternativa 4 e recomendamos que cada distribuidora elabore a ACB levando em conta a melhor solução. Entendemos que o relatório de ACB deve ser discutido com o Conselho de consumidores incluindo no Art. 9º da REN 963/2021 mais essa atribuição para o Conselho de Consumidores e no Art. 10 da REN 963/2021 atribuição para a Distribuidora apresentar ao Conselho de Consumidores a ACB, antes de sua implementação.</p>
<p><b>d. Monitoramento:</b> Conforme critérios previamente definidos, após o início do <b>plano de implementação de MI</b>, a distribuidora deve dar prosseguimento à atividade de monitoramento do processo para acompanhar o comportamento de indicadores e produzir periodicamente relatórios com informações correspondentes.</p>	<p>Concordamos que a implementação da MI deve ser monitorada e seus relatórios apresentados aos Conselhos de Consumidores de sua área de concessão.</p>
<p><b>14.2. Monitoramento e ARR</b></p> <p>262. Conforme o Guia de Boas Práticas para Monitoramento da Regulação e Avaliação de Resultado Regulatório[19] da ANEEL, item 2.1, é boa prática que o planejamento das ações de monitoramento e Avaliação de Resultado Regulatório – ARR de uma intervenção regulatória seja iniciado na AIR, em uma etapa denominada <b>Planejamento Preliminar</b>. Nessa etapa, deve-se procurar analisar dois questionamentos principais:</p> <p>a. <b>quais questões sobre a intervenção regulatória</b> precisarão ser <b>respondidas na avaliação</b>; e</p> <p>b. <b>quais dados</b> precisarão ser obtidos durante a <b>fase de monitoramento</b> para responder a tais questões.</p> <p>263. Ainda segundo o referido guia, a etapa de Planejamento Preliminar pode ser formalizada por meio do chamado Plano de Monitoramento. Dessa forma, nesta versão pré-participação pública da AIR revisada, a intenção é disponibilizar aos agentes interessados um primeiro esboço de <b>Plano de Monitoramento</b> para considerações. Para tal, será tomada como base a estrutura de monitoramento e <b>ARR elaborada pelas consultorias na AIR inicial</b>.</p> <p>264. A questão principal a ser respondida na futura ARR é se a <b>intervenção regulatória adotada foi efetiva em resolver o problema</b> regulatório identificado, o que será mensurado em termos do atingimento dos objetivos específicos identificados na AIR. Complementarmente, os dados inicialmente indicados para compor o monitoramento da intervenção serão aqueles que permitam uma análise, qualitativa ou quantitativa, sobre o referido atingimento.</p> <p>265. No mencionado guia de boas práticas, em seu item 3.2, são apresentadas questões que podem ser discutidas na etapa de Planejamento Preliminar. Desse modo, propõe-se utilizar como esboço inicial do Plano de Monitoramento a estrutura e informações sugeridas no item 4 do Relatório 3 da AIR inicial elaborada pelas consultorias. Apesar de o item ocasionalmente fazer referência à <b>Alternativa 2 (a qual foi recomendada na AIR inicial)</b>, mas não é mais a Alternativa selecionada na AIR revisada), a estrutura e, particularmente, os indicadores sugeridos no item para o monitoramento que irá subsidiar a futura ARR podem ser aproveitados para o esboço de Plano de Monitoramento ora pretendido.</p> <p>266. Recomenda-se, então, o <b>envio de contribuições para o aprimoramento do Plano de Monitoramento</b> no processo de participação pública que será instaurado para a presente versão revisada de AIR. Em particular, sobre os seguintes pontos abordados pelas consultorias em sua estrutura de ARR no Relatório 3, item 4: <b>descrição da regulação e identificação de seus objetivos; descrição do tipo de ARR e dos resultados que serão avaliados</b>; definição e aplicação da <b>técnica de análise dos dados</b>; discussão dos <b>resultados e recomendação</b> para o ciclo regulatório; e <b>periodicidade para realização da ARR</b>.</p>	
<p><b>15. Alterações em regulamentos, vigência e verificação do ato normativo</b></p> <p>267. As alterações em regulamentos necessárias para <b>implementação da Alternativa</b> recomendada e a <b>vigência</b> das alterações normativas serão discutidas em <b>processo</b> de participação pública <b>específico</b>, após finalizada a fase de Consulta Pública referente ao presente Relatório de AIR e estabelecido o desenho definitivo da Alternativa regulatória que será efetivamente seguida. Adicionalmente, também após finalizada a versão final do Relatório de AIR, pretende-se <b>definir</b> de forma mais adequada o <b>prazo máximo para verificação</b> quanto à <b>necessidade de atualização do estoque regulatório</b> devido às <b>alterações regulatórias propostas</b>.</p> <p>Assinado digitalmente:</p> <p>MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS AILSON DE SOUZA BARBOSA Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais Especialista em Regulação</p> <p>PEDRO MELLO LOMBARDI WESLEY FERNANDO USIDA Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição Especialista em Regulação</p> <p>VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO Coordenador de Regulação Econômica Especialista em Regulação</p> <p>ROBSON KUHN YATSU Gerente de Regulação Tarifária</p> <p>De acordo:</p> <p>CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica</p> <p>MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado</p> <p>LEANDRO CAIXETA MOREIRA Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica</p> <p>Assinado digitalmente:</p> <p>Victor Queiroz Oliveira, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 16:19</p> <p>Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária, em 06/11/2025, às 16:43,</p> <p>Maria Luiza Ferreira Caldwell, Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado, em 06/11/2025, às 16:51,</p> <p>Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 06/11/2025, às 16:56,</p> <p>Wesley Fernando Usida, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:03</p> <p>Antonio Carlos Marques De Araujo, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:35</p> <p>Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição, em 06/11/2025, às 17:38,</p> <p>Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais, em 06/11/2025, às 17:38</p> <p>Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, em 06/11/2025, às 17:41</p> <p>Ailson De Souza Barbosa, Especialista em Regulação, em 06/11/2025, às 17:43</p>	
<p>Concordamos que alteração de regulamentos para implementação da MI deve ser discutidas em processo específico que envolva sua regulação.</p>	