



NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 7/2026-STD-STR/ANEEL

Referência: 48500.902339/2024-11**Assunto:** Análise das contribuições relativas às diretrizes gerais dos sistemas de medição inteligentes no Brasil, objeto da Consulta Pública nº 001/2026, e encaminhamentos propostos.**I - DO OBJETIVO**

1. O objetivo desta Nota Técnica é analisar as contribuições à primeira fase da Consulta Pública (CP) nº 01/2026, no que tange ao tema das diretrizes gerais dos sistemas de medição inteligentes no Brasil, no âmbito da atividade “TRV23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e modernização no segmento de distribuição” da Agenda Regulatória da ANEEL. Além disso, busca-se apresentar uma proposta de minuta normativa a ser submetida à terceira fase dessa CP.

II - DOS FATOS

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 subsidiar a Análise de Impacto Regulatório – AIR prevista para a atividade regulatória mencionada, e no âmbito da cooperação estabelecida entre a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – GIZ e a ANEEL, a GIZ contratou um consórcio de consultorias para elaborar o estudo “Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro”, o qual foi desenvolvido entre abril de 2023 e maio de 2024 e resultou em três relatórios, finalizados em julho de 2024.

4. Em 8 de agosto de 2024, a STD, SFF, STR, STE e SGM emitiram a Nota Técnica Conjunta nº 67/2024-STD-SFF-STR-STE-SGM/ANEEL, por meio da qual foi instaurada a Tomada de Subsídios – TS nº 13/2024, com período de contribuições entre 15/08/2024 e 12/11/2024, tendo como objetivo apresentar, para apreciação da sociedade, o estudo desenvolvido pelo consórcio de consultorias contratado pela GIZ.

5. Em 18 de junho de 2025 foi publicada a Portaria Normativa 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.

6. Em 6 de novembro de 2025, a STD, SFF e STR emitiram a Nota Técnica Conjunta nº 16/2025-STD-SFF-STR/ANEEL, acompanhada do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2025-STD/SFF/STR/ANEEL, e recomendaram a instauração de CP associada à atividade regulatória em questão.

7. Em 27 de janeiro de 2026, foi deliberada a instauração da CP nº 001/2026 pela Diretoria da ANEEL, com período para envio de contribuição de 29 de janeiro a 16 de março / de 2026, por intercâmbio documental.

8. Em 28 de janeiro de 2025 o Ministério de Minas e Energia - MME publicou a Portaria Normativa MME nº 126/2026-MME, que altera a Portaria Normativa MME nº 111/2025, estabelecendo diretrizes para a implantação de sistemas de medição inteligentes no curto prazo e exigindo que as concessionárias apresentem a análise de custo-benefício para implantação de sistemas de medição inteligentes no médio e no longo prazo.

9. No período de 17 de março a 14 de maio de 2026 a ANEEL realizou reuniões^[1] com distribuidoras de energia elétrica e fabricantes de medidores, no sentido de ouvir a posição de atores importantes no tema e as experiências de empresas que avançaram com a instalação de medidores inteligentes no Brasil.

10. Em 1º de abril de 2026 a STD encaminhou o Memorando nº 135/2026-STD/ANEEL à SFT, solicitando contribuições sobre mecanismos de segurança cibernética relacionados à implantação em larga escala de medidores inteligentes no âmbito da CP nº 1/2026.

11. Em resposta, a SFT encaminhou o Memorando nº 242/2026-SFT/ANEEL^[2], de 19 de maio de 2026.

12. Em 28 de maio de 2026, a STD, SFF, a SFT e a STR emitiram a Nota Técnica Conjunta nº 2/2026-STD-SFF-SFT-STR/ANEEL^[3], que tratou da análise das contribuições relativas aos requisitos técnicos mínimos dos sistemas de medição inteligentes no Brasil, objeto da CP nº 001/2026. Por meio desse documento, as áreas recomendaram a instauração da segunda fase da CP nº 001/2026 com o objetivo de receber contribuições para aprimoramento da minuta de resolução que versa sobre os requisitos mínimos dos sistemas de medição inteligentes.

13. Em 30 de junho de 2026, foi deliberada a instauração da segunda fase da CP nº 001/2026 pela Diretoria da ANEEL, com período para envio de contribuição de 1º de julho a 14 de agosto de 2026, por intercâmbio documental. Essa Fase da CP nº 1/2026 tratou especificamente da proposta de texto das funcionalidades mínimas da medição inteligente.

III - DA ANÁLISE

14. Encontra-se na Agenda Regulatória 2025/2026 da ANEEL “ativ. d
modernização no segmento de distribuição”. Em suma, o objetivo da
regulatória da ANEEL relativa ao tema de implantação de medição int
adequada para essa intervenção.

15. A investigação para responder a tais perguntas ocorreu por meio de qual avaliou as alternativas regulatórias com diferentes níveis de intervenção escolhida pelas áreas técnicas previa a elaboração prévia de Análise inteligente em caso de ACB positivo de forma compulsória pelas distribuidoras.

16. A alternativa A4' previa a definição pela ANEEL de funcionalidades e critérios para formulação do plano de implantação de medição inteligente, fatura digital como padrão para os consumidores que recebessem a medição inteligente.

17. Conforme discorrido na Nota Técnica nº 2/2026-STD-SFF-SFT-STR/ANEEL, entendeu-se oportuno antecipar, no âmbito da CP ANEEL nº 1/2026, as discussões relativas aos requisitos mínimos dos sistemas de medição inteligente.

18. Nesse sentido, foi realizada a 2ª Fase da CP nº 1/2026 no período de 1º de julho a 14 de agosto de 2026, que tratou especificamente da proposta de texto das funcionalidades mínimas da medição inteligente. A análise das contribuições apresentadas à 2ª Fase da CP nº 1/2026 não será tratada nesta nota técnica.

19. Esta nota técnica se propõe a analisar as contribuições da CP nº 1/2026 relativas aos demais aspectos da alternativa A4': i) diretrizes para elaboração do ACB pelas distribuidoras; ii) de critérios para formulação do plano de implantação de medição inteligente pelas distribuidoras; e iii) estabelecimento da fatura digital como padrão para os consumidores que recebessem a medição inteligente.

20. No Anexo 1 desta Nota Técnica consta a minuta de resolução normativa que materializa a proposta da ANEEL sobre esses pontos.

III.1. Do Resultado da CP nº 1/2026

21. Apresenta-se na Figura 1 o resultado das contribuições recebidas no âmbito da CP nº 1/2026, que ficou disponível para contribuições da sociedade no período de 29 de janeiro a 16 de março de 2026 e contou com um total de 55 respondentes para todos os itens da AIR.

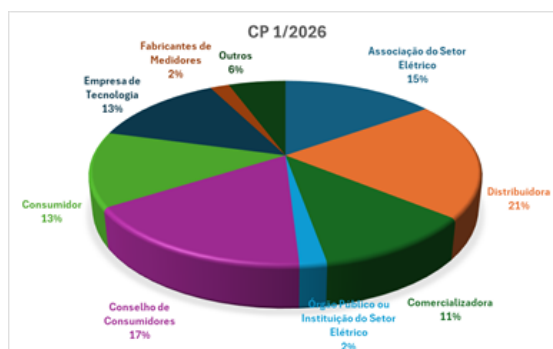


Figura 1 – Resultado da Consulta Pública nº 1/2026 – STD/SFF/STR.

22. Da Figura 1 acima observa-se que as distribuidoras representam o maior grupo de contribuintes (21%). Em seguida, destacam-se o conselho de consumidores (17%), associações do setor elétrico (15%) e os consumidores (13%), indicando forte engajamento institucional e a participação relevante da sociedade civil organizada.

23. Outro ponto importante é a presença significativa de empresas de tecnologia (13%) e comercializadoras (11%), o que sugere que o tema da consulta pública tem forte relação com inovação, digitalização e novos modelos de negócio no âmbito da abertura do mercado de energia.

24. Houve também participação de fabricantes de medidores (2%) e de órgãos públicos ou instituições do setor (2%), além de parcela de contribuições encaminhadas por outros tipos de atores (4%).

25. Além das contribuições recebidas formalmente no âmbito da CP nº 1/2026, as áreas técnicas da ANEEL realizaram reuniões com distribuidoras de energia elétrica e fabricantes de medidores, no sentido de ouvir a posição de atores com atuação direta no tema e as experiências de empresas que avançaram com a instalação de medidores inteligentes no Brasil, conforme Tabela 1:

Tabela 1: Reuniões técnicas realizadas pela ANEEL.

Instituição	Data
ABINEE	17/3/2026
CEMIG	19/3/2026
ENEL SP	26/3/2026
CPFL ENERGIA	8/4/2026
GRUPO EQUATORIAL	14/5/2026
ABINEE	27/7/2026

Fonte: Autoria própria

III.2. Comparação das Diretrizes para calcular a ACB da Consulta Pública ANEEL nº 1/2026 e da Portaria Normativa MME nº 111/2025.

26. A Tabela 2 apresenta as diferenças entre as diretrizes para elaboração de ACB pelas distribuidoras submetidas à 1ª Fase da CP nº 1/2026 e as estabelecidas na Portaria Normativa MME nº 111/2025, alterada pela Portaria Normativa MME nº 126/2026.

23-07 - Avaliação dos sistemas de medição para transição energética e le é responder a duas perguntas: (i) se há necessidade de intervenção e no âmbito da distribuição; e (ii) caso afirmativo, qual a forma mais

regulador no tema de implantação de medição inteligente. A alternativa Custo-Benefício (ACB) e de posterior plano de implantação de medição alternativa A4'.

is dos medidores inteligentes, de critérios para elaboração do ACB e de as distribuidoras. Essa alternativa também previa o estabelecimento da eligente.

Tabela 2: Diferenças das diretrizes para elaboração do ACB pelas distribuidoras

(1ª fase da CP nº 1/2026 versus Portaria Normativa MME nº 111/2025).

Diretrizes Gerais	1ª fase da CP nº 1/2026 (ANEEL)	Portaria MME nº 111/2025, alterada pela Portaria MME nº 126/2026
a) custo evitado de novos medidores convencionais que seriam instalados	Prevista	Prevista
b) redução das perdas não técnicas e inadimplência	Prevista parcialmente (acrescentar inadimplência)	Prevista
c) redução dos custos de corte e religamento	Prevista	Prevista
d) redução nos custos e nos erros de leitura	Prevista parcialmente (acrescentar redução de custo com erros de leitura)	Prevista
e) redução nas compensações pagas por interrupções	Prevista	Prevista
f) redução de custos decorrentes de ganhos de escala	Prevista	Prevista
g) redução das perdas técnicas decorrente de redução de consumo de consumidores com histórico de fraude e que passaram a ser regularizados	Prevista	Prevista
h) custo do medidor e sua instalação, considerando as funcionalidades mínimas previstas no § 6º do art. 4º	Prevista	Prevista
i) custo de infraestrutura de comunicação e software	Prevista	Prevista
j) custo irrecuperável dos medidores não amortizados	Prevista	Prevista
k) custo de desinstalação dos medidores existentes	Prevista	Prevista
l) custo de comunicação com os consumidores	Prevista	Prevista
m) custo regulatório	Prevista	Prevista

Fonte: Autoria própria

27. Antes de adentrar na apresentação e análise das contribuições, destaca-se que as contribuições que não trataram do objeto da CP ou que não tinham fundamentação técnica foram desconsideradas.

III.3. Contribuições relativas à alternativa A4' escolhida e ao método adotado na AIR

Resumo das contribuições

28. Sobre a alternativa A4', de forma geral, o consenso observado é que a implantação da medição inteligente deve estar vinculada à demonstração de benefício econômico líquido. A divergência central refere-se ao grau de compulsoriedade da implementação da alternativa.

29. Um grupo de distribuidoras considerou prematura a adoção da alternativa A4', defendendo que a implantação permaneça opcional às distribuidoras, desde que respaldada por ACB positiva. Essa posição foi defendida principalmente por EDP, Enel, Grupo Energisa, Light e COPEL. Os principais argumentos desse grupo foram:

- elevado CAPEX inicial;
- descompasso temporal entre investimentos e benefícios;
- baixa antecipada de ativos ainda em operação;
- ausência de reconhecimento intra-ciclo dos investimentos;
- riscos de obsolescência tecnológica;
- incertezas relacionadas à cobertura de telecomunicações;
- dificuldade de atribuir determinados benefícios exclusivamente à medição inteligente; e
- possibilidade de impactos tarifários antes da materialização dos benefícios ao consumidor.

30. A ABRADDE se posiciona contrária à adoção da Alternativa A4', pois, na sua visão, ela representa uma extrapolação do escopo regulatório definido pela Portaria Normativa MME nº 111/2025, eleva custos administrativos e tarifários de forma desproporcional e compromete a análise de custo-benefício ao não respeitar as diretrizes ministeriais. A ABRADDE se manifesta, ainda, pela importância de manter as funcionalidades mínimas objetivas e alinhadas às políticas públicas e às metas compulsórias estabelecidas pela regulamentação vigente.

31. Em outra direção, as distribuidoras CPFL, Neoenergia, Equatorial e CELESC-D entendem que a alternativa A4' é a que mais se aproxima do novo marco estabelecido pela Portaria Normativa MME nº 126/2026, mas defendem ajustes regulatórios antes de sua implementação. Os principais argumentos desse grupo foram:

- necessidade de atualização da AIR para refletir a obrigatoriedade inicial de implantação de 2% ao ano das unidades consumidoras;
- reconhecimento tempestivo dos investimentos prudentes na Base de Remuneração Regulatória;
- tratamento regulatório dos medidores substituídos ainda não amortizados;
- reconhecimento dos custos de telecomunicações, softwares, Advanced Metering Infrastructure (AMI) e demais componentes do sistema;
- realização obrigatória de ACB robusta, transparente e aderente à realidade de cada concessão; e
- preservação da modicidade tarifária e do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

32. Ainda, a distribuidora Amazonas Energia ressalta que para a alternativa A4' ser eficaz a ACB deve refletir particularidades locais extremas, a exemplo dos altos níveis de perdas não técnicas na área de concessão, entre outros.

33. Associações como ABSOLAR, ABGD e ABRACE defendem que este modelo garanta a isonomia tecnológica entre concessões e evita que a modernização dependa apenas da estratégia discricionária das distribuidoras. Argumentam que a alternativa A4' é a mais robusta para capturar ganhos de eficiência operacional e viabilizar a abertura do mercado livre na baixa tensão com transparência e dados granulares.

34. As comercializadoras de energia, como Ultraz e Tyr Energia, veem na compulsoriedade o meio mais equilibrado para impulsionar a modernização necessária e evitar atrasos estratégicos. Sustentam que a tecnologia AMI é o alicerce para o empoderamento do consumidor e para a oferta de novos produtos e sinais de preço no mercado livre.

35. Por sua vez, os Conselhos de Consumidores estão divididos. O CONSELPA prefere a alternativa A2', por entender que ela protege melhor o consumidor contra aumentos desnecessários, permitindo que a troca ocorra apenas onde fizer sentido econômico na área de concessão. Também

sugere a inclusão de um limite de impacto tarifário anual como condição CCAL, CCCEEE, CCEEDF, CCRGE, Conselho da EMR, CONCEEL, EMT, CC apresentar o maior Valor Presente Líquido (VPL) setorial (R\$ 7,5 bilhões)

36. Para a ANACE, a Alternativa A4' é a mais adequada (modelo de existência ACB robusta e positiva. A ABRACE também defende a Alternativa Líquido (VPL) setorial em R\$ 7,54 bilhões.

37. Quanto à Landis Gyr, a empresa não apresenta oposição à alternativa referencial central na comparação de resultados da ACB e sustenta que sobretudo após a inclusão do benefício associado à redução de custos com

38. As empresas Qualcomm e Solfacil defendem que a alternativa A4' é a mais adequada entre consumidores. A Solfacil reforça que a compulsoriedade é a única solução MME.

39. O Instituto Mulheres na Regulação (IMR) considera a alternativa A4' uma solução equilibrada entre coordenação regulatória e racionalidade econômica, alinhando o Brasil às melhores práticas internacionais (como a Diretiva Europeia 2019/944).

40. A RAD Energia defende que a instalação não deve ser discricionária para as distribuidoras, para evitar que objetivos empresariais se sobreponham ao interesse público e à abertura de mercado.

41. O analista David Ferreira apoia o rigor técnico da alternativa A4', sugerindo que a redução de perdas e benefícios de corte/religa sejam variáveis obrigatórias e auditáveis na ACB local.

42. O Sinergia CUT apresenta vários questionamentos em relação ao conteúdo da CP nº 1/2026, entre esses: Qual será o possível impacto na tarifa das(os) consumidoras(res)? Quais são as medidas para proteger os dados das(os) consumidoras(res)? Para o envio contínuo de informações sobre o consumo e continuidade da prestação do serviço, o medidor acessará a internet doméstica do(a) consumidor (a)? Considerando os objetivos da transição energética justa, em relação ao trabalho, qual é o impacto da adoção dessa nova tecnologia sobre os empregos do setor?

43. Sobre as metodologias propostas no AIR para avaliar as alternativas, quais sejam, a metodologia da composição da ACB e da AHP, não se verificou nas contribuições necessidade de aprimoramento.

44. A COPEL defende a manutenção da arquitetura utilizada pela ANEEL, em que na primeira etapa se elabora a ACB, quantificando os custos e benefícios monetários, e na segunda etapa implementa-se o método AHP. Adicionalmente, a COPEL propõe a ponderação de fatores de repasse regulatório diferenciados para cada tipo de custo e benefício, ajustando a análise à realidade tarifária brasileira.

45. Já a Enel Brasil defende a ACB Incremental com Cenário Contrafactual. A distribuidora propõe uma metodologia alinhada ao Guia de Avaliação de Custo-Benefício do Ministério da Economia, em que a análise compara o cenário Base (Contrafactual) de manutenção da medição convencional com o cenário com a implantação da medição inteligente. Nesses casos, os benefícios são calculados como ganhos incrementais em relação ao cenário base. Para a Enel, essa abordagem é considerada uma das mais robustas do ponto de vista econômico-regulatório, pois evita dupla contagem de benefícios.

Análise das Contribuições

46. Diante desse conjunto de manifestações, verifica-se uma predominância de apoio à alternativa A4'. Contribuições contrárias a essa alternativa foram apresentadas majoritariamente por algumas distribuidoras, pela ABRADEE e por alguns conselhos de consumidoras. Em resumo, as distribuidoras defendem a prerrogativa de não implantar a medição inteligente mesmo em casos de ACB positivo; a ABRADEE entende que a alternativa A4' extrapola as disposições da Portaria Normativa MME nº 111/2025 e os conselhos de consumidores externam preocupações de aumentos tarifários.

47. Sobre as contribuições contrárias à alternativa A4', reforça-se que a modernização do setor de distribuição de energia depende de uma implantação massiva da medição inteligente. Não será possível viabilizar a modernização tarifária, a abertura eficiente do mercado de baixa tensão e a disseminação dos recursos energéticos distribuídos sem a modernização do parque de medição.

48. Adicionalmente, esses equipamentos permitirão maior empoderamento do consumidor, prestação mais eficiente do serviço de distribuição e possibilidade de novos negócios aos agentes setoriais.

49. Portanto, deve-se perseguir a massificação da medição inteligente. No limite, se não houvesse riscos tarifários, dados os benefícios identificados, deveria ser buscada a implantação da medição inteligente em todos os consumidores brasileiros. Todavia, considerando o elevado impacto tarifário que a modernização de 100% do parque levaria, o desafio do presente trabalho foi buscar o equilíbrio entre a máxima disseminação da medição inteligente com o menor impacto nas tarifas.

50. Foi exatamente esse desafio que levou a ANEEL a determinar a elaboração prévia do ACB, garantindo que só haverá implantação da medição inteligente quando os benefícios forem maiores do que os custos. E nesse contexto, a alternativa A4' apresentou resultados mais positivo de ACB do que as demais.

51. Pode-se afirmar, assim, que quanto ao aspecto quantitativo é a alternativa A4' que melhor equilibra a necessidade de massificação da medição inteligente com a necessidade de preservar a modicidade tarifária. Somando-se ao aspecto quantitativo os aspectos qualitativos considerados na decisão da agência, percebe-se que a alternativa A4' se mantém com a melhor alternativa.

52. Note-se, quanto aos aspectos qualitativos, que foram considerados a liberdade de escolha das distribuidoras e eventuais impactos tarifários de curto prazo, exatamente os pontos de preocupação das distribuidoras e dos conselhos de consumidores, o que indica que esses aspectos não foram desconsiderados pelo regulador.

53. A rigor, focando-se no ACB, algumas contribuições apontaram benefícios que não foram considerados pela agência e que, caso tivessem sido considerados, tornariam o resultado ainda mais positivo. Destacam-se nessas contribuições a COPEL e a Landis Gyr. Dito de outra forma, há indicativo de que os cálculos realizados pela agência foram conservadores e de que uma abordagem menos conservadora levaria a uma ACB ainda mais positiva na alternativa A4', o que poderia potencializar ainda mais o resultado final do AHP em favor dessa alternativa.

para a continuidade do *rollout*. Já a maioria dos conselhos, a exemplo do Conselho de Consumidores da Corcel, apoia a alternativa A4' por ser a modernização tarifária.

vo), porém de forma "qualificada", condicionando a obrigatoriedade à A4', por, na sua visão, ser a mais robusta e maximizar o Valor Presente

atória A4' recomendada no AIR. A empresa utiliza essa alternativa como metodologia de análise de custo-benefício do Relatório de AIR é adequada, e religamento remoto.

lacuna de postergação racional das distribuidoras e garante a equidade alinhada com as metas de digitalização de 2% ao ano estabelecidas pelo

54. Quanto à alegação da ABRADEE de que a proposta da ANEEL extrapola as disposições do caput e dos §§ 2º e 3º desse normativo.

"Art. 4º-A. As concessionárias de distribuição de energia elétrica deverão apresentar à Aneel, até o dia 29 de fevereiro de 2028, análise de custo-benefício - ACB referente à implementação dos sistemas de medição inteligentes para suas respectivas áreas de concessão, sem prejuízo do estabelecimento de novas ACBs periodicamente.

...

§ 2º A Aneel poderá estabelecer diretrizes complementares, de apoio à elaboração das ACBs, tais como cartilhas, planilhas,

§ 3º A partir de 1º de março de 2028, a implantação dos sistemas de medição inteligentes deverá observar a ACB apresentada à Aneel, sem necessidade de aprovação prévia da Agência."
(Grifo Nosso)

disposições da Portaria Normativa MME nº 111/2025, importa destacar as

verão apresentar à Aneel, até o dia 29 de fevereiro de 2028, análise de custo-benefício - ACB referente à implementação dos sistemas de medição inteligentes para suas respectivas áreas de concessão, sem prejuízo do estabelecimento de novas ACBs periodicamente.

Loading...

ou específicas, às previstas no § 1º, bem como disponibilizar documentos de apoio à elaboração das ACBs, tais como cartilhas, planilhas, e premissas e variáveis a serem adotadas.

medição inteligentes deverá observar a ACB apresentada à Aneel, sem

55. Portanto, o próprio MME definiu que a instalação de medição inteligente a partir de 1º de março de 2028 deve observar a ACB realizada pela distribuidora e previu a possibilidade de a ANEEL estabelecer diretrizes complementares sobre a elaboração do ACB. Ora, é exatamente isso o que está proposto na alternativa A4': i) as distribuidoras devem realizar ACB e devem implantar a medição inteligente quando o ACB resultar positivo; e ii) a elaboração do ACB deve observar as diretrizes estabelecidas pela ANEEL.

56. Significaria extrapolação da Portaria Normativa MME nº 111/2025 se a ANEEL permitisse a instalação de medidores inteligentes em casos de ACB negativo ou não observasse as diretrizes mínimas para elaboração do ACB estabelecidas pelo MME quando da elaboração das suas próprias diretrizes.

57. Quanto à obrigatoriedade de instalação adicional de medidores inteligentes no montante de 4% do parque até 2028, trata-se de disposição que não está no escopo do presente trabalho, cabendo às distribuidoras observar unicamente os ditames da Portaria Normativa MME nº 111/2025.

58. Ademais, sobre a metodologia utilizada pela ANEEL em sua AIR, observa-se uma convergência da COPEL em relação à direção da proposta da ANEEL. No caso da Enel Brasil, a empresa sugere cenário contrafactual e estimação de custos e benefícios de forma incremental.

59. A esse respeito, nota-se que não houve contestação quanto ao método utilizado pela ANEEL. Sobre a Enel Brasil, destaca-se que a AIR da ANEEL considerou a alternativa 0, que representa o *"business as usual"*, ou seja, mantendo-se a regulação atual sobre o tema. Além disso, no que tange à análise dos resultados, não haveria dificuldade em que a apresentação das alternativas fosse feita com respectiva a normalização em relação à alternativa 0, o que representaria cenários incrementais.

60. Sobre os questionamentos apresentados pelo Sinergia CUT quanto a impactos na ACB e outros pontos, esses foram considerados na análise da Consulta Pública nº 1/2026. Em relação ao impacto tarifário, a proposta prevê que os investimentos em medição inteligente sejam avaliados por meio de Análises de Custo-Benefício (ACBs), de forma a garantir que os benefícios superem os custos e que sejam observados os princípios de eficiência e modicidade tarifária. Quanto à proteção de dados, a regulamentação contempla requisitos de segurança cibernética e proteção das informações dos consumidores, tema que também foi aprofundado na segunda fase da CP. Além disso, não se pressupõe a utilização da internet doméstica do consumidor para o funcionamento dos sistemas de medição inteligente, cabendo às distribuidoras disponibilizar a infraestrutura de comunicação necessária.

61. Sobre os impactos no trabalho, reconhece-se que a digitalização das redes pode alterar processos operacionais e demandar novas competências profissionais. Contudo, a avaliação dos efeitos sobre emprego, qualificação e organização do trabalho não integra diretamente o escopo desta etapa regulatória, que está voltada à análise técnica, econômica e regulatória da implantação da medição inteligente. Ainda assim, trata-se de tema relevante que poderá ser acompanhado no contexto mais amplo da transformação digital do setor elétrico.

62. Assim, do exposto, entende-se que o método adotado pela ANEEL foi adequado.

Encaminhamento

63. Portanto, as contribuições contrárias à adoção da alternativa A4' são indeferidas, e se mantém essa alternativa como a escolhida. A alternativa A4' contempla: elaboração prévia de ACB por todas as distribuidoras com base nas diretrizes definidas pelo MME e pela ANEEL e implementação de medição inteligente em caso de ACB positivo, respeitando-se as diretrizes definidas pela ANEEL quanto ao plano de implantação. Essa alternativa pressupõe, então, que a ANEEL emita diretrizes para a elaboração da ACB e para implantação da medição inteligente. Além disso, deve-se também estabelecer a fatura digital como padrão para as unidades consumidoras que recebam medição inteligente.

64. Confirmando-se a alternativa a A4' como a escolhida, deve-se agora avançar para discussão para a implementação desses pontos.

III.4. Contribuições sobre diretrizes para elaboração e avaliação da ACB

III.4.1 Aspectos Gerais

III.4.1.1 Resumo das contribuições

65. Quanto à necessidade de elaborar a ACB as contribuições à 1ª fase da CP nº 001/2026 convergem para o entendimento de que a ACB deve permanecer como o principal instrumento para avaliar a viabilidade econômica da implantação da medição inteligente. A maior parte dos agentes, incluindo ABRADEE, CELESC, CPFL, Enel Brasil, Neenergia, EDP e Energisa, defende que a decisão de implantação seja baseada na comparação entre um cenário de referência, com manutenção da medição convencional, e outro com adoção da infraestrutura de medição avançada (AMI), utilizando indicadores, como Valor Presente Líquido (VPL), relação Benefício/Custo e análise de sensibilidade.

66. Adicionalmente, as contribuições recebidas das distribuidoras reconhecem, de forma geral, que os itens previstos na proposta apresentada na 1ª fase da CP nº 001/2026 abrangem os principais efeitos econômicos diretamente associados à implantação da medição inteligente. As divergências concentram-se principalmente na metodologia de quantificação, na definição do cenário de referência, no tratamento econômico-regulatório dos investimentos, no reconhecimento das especificidades locais e na distribuição dos custos e benefícios entre consumidores e concessionárias.

67. Outro ponto de forte consenso é que a avaliação não deve se restringir ao custo da solução. Dessa forma, a análise deve incorporar não apenas o investimento em MDC/MDM, armazenamento e processamento de dados, cibersegurança, integridade. Essa abordagem foi enfatizada por entidades como EDP, ABRADÉE, CPFL, Neoenergia

medidor, mas considerar o custo total de implantação ao longo do ciclo de vida da rede, incluindo equipamentos, mas também telecomunicações, sistemas de TI, plataformas de sistemas, manutenção, operação e custos de desmobilização do parque legado. Equatorial.

68. Outra contribuição desse grupo diz respeito à necessidade de uma visão que integre a CAPEX e OPEX de forma conjunta, saindo do atual modelo e passando a um modelo regulatório TOTEX.

medidor, mas considerar o custo total de implantação ao longo do ciclo de vida da rede, incluindo equipamentos, mas também telecomunicações, sistemas de TI, plataformas de sistemas, manutenção, operação e custos de desmobilização do parque legado. Equatorial.

69. As distribuidoras também defendem que a ACB seja regionalizada e adaptada às características locais de cada concessão, considerando fatores como densidade de consumidores, nível de perdas não técnicas, disponibilidade de telecomunicações específicas. Energisa, Enel Brasil, Equatorial, CELESC e EDP argumentam que a implantação uniforme em todo o país pode produzir resultados econômicos distorcidos, sendo mais eficiente priorizar áreas onde os benefícios são mais expressivos e mensuráveis.

medidor, mas considerar o custo total de implantação ao longo do ciclo de vida da rede, incluindo equipamentos, mas também telecomunicações, sistemas de TI, plataformas de sistemas, manutenção, operação e custos de desmobilização do parque legado. Equatorial.

70. Diversas contribuições ressaltam ainda a necessidade de incorporar análise de disponibilidade e gestão de riscos, avaliando a influência de variáveis críticas como preço dos medidores, custos de comunicação, taxa de desconto (WACC), redução de perdas, efetividade do corte e religação remotos, obsolescência tecnológica e disponibilidade de infraestrutura de telecomunicações. A Landis+Gyr, por exemplo, destaca que pequenas alterações na efetividade dos comandos remotos podem produzir impactos significativos no VPL dos projetos, reforçando a importância de parâmetros operacionais realistas e auditáveis.

medidor, mas considerar o custo total de implantação ao longo do ciclo de vida da rede, incluindo equipamentos, mas também telecomunicações, sistemas de TI, plataformas de sistemas, manutenção, operação e custos de desmobilização do parque legado. Equatorial.

71. Algumas contribuições propõem, ainda, metodologias mais abrangentes que combinem a ACB tradicional com ferramentas multicritério, como o AHP, defendido pela COPEL. Essa abordagem busca capturar benefícios qualitativos que nem sempre são facilmente monetizáveis, como modernização do setor elétrico, interoperabilidade, segurança cibernética, flexibilidade para novos modelos tarifários e apoio à transição energética.

72. De maneira mais detalhada, a [COPEL](#) propõe aperfeiçoamentos nas premissas quantitativas, no tratamento de PMSO, nos fatores de repasse, no reconhecimento do CAPEX e na consideração de benefícios adicionais. A empresa informa ter experiência com aproximadamente 2 milhões de medidores inteligentes e sustenta que sua implantação em etapas permitiu combinar escala, aprendizado e mitigação de riscos. Também afirma que etapas maiores não produziram ganhos materiais adicionais de escala em sua experiência.

73. A [Enel](#) Brasil destaca a necessidade de atualizar a AIR ao novo contexto normativo, disciplinar o reconhecimento dos investimentos, considerar a heterogeneidade das concessões, priorizar áreas contíguas e incluir os custos de desinstalação, baixa de ativos, comunicação ao consumidor e atendimento das funcionalidades obrigatórias. A contribuição registra que custos unitários e benefícios variam conforme a curva anual de implantação.

74. A [CEMIG](#) ressaltava os riscos da cadeia de fornecimento, o tratamento dos valores residuais, os custos de desmobilização e comunicação, a necessidade de coordenação com a Anatel e a inclusão dos custos de processamento e armazenamento de dados. Também questiona funcionalidades que elevem os custos sem benefício proporcional demonstrado.

75. A contribuição do Grupo CPFL Energia recomenda uma ACB abrangente, com parâmetros locais, custos completos de instalação, comunicação, software, desinstalação e relacionamento com consumidores, e benefícios condicionados à sua efetiva materialização.

76. O [Equatorial](#) defende que a análise considere o sistema de medição inteligente como uma arquitetura composta por medidor, comunicação, sistemas de gestão, cibersegurança e elementos associados. Também propõe avaliar cenários por perfil de consumo, inclusive clientes dispersos de maior atratividade, e disciplinar o tratamento dos ativos retirados, das telecomunicações e da interoperabilidade.

77. A [Light](#) sustenta que os custos médios dos medidores não representam o custo completo da solução, pois não incluem comunicação, sistemas, instalação, retirada, custos operacionais e requisitos adicionais de robustez. A empresa também ressaltava que a medição inteligente, isoladamente, não assegura redução de perdas não técnicas em áreas de elevada complexidade.

78. O [Grupo Energisa](#) enfatiza a heterogeneidade regional e afirma que os custos são certos e antecipados, enquanto diversos benefícios são incertos, heterogêneos e dependentes de adoção, operação, aceitação social e cronograma. A empresa defende parâmetros regionalizados e reconhecimento da disponibilidade de telecomunicações como condição habilitadora.

79. A Amazonas Energia propõe que a ACB contemple características territoriais e operacionais da concessão, incluindo logística fluvial, custos de equipes em áreas remotas, infraestrutura de comunicação mais robusta, riscos ambientais e possibilidade de segmentação por áreas de complexidade.

80. A [ABRADÉE](#) e ADELAT propõem que a ACB inclua os sistemas acessórios, os custos da cadeia de dados, a obsolescência tecnológica, a desmobilização dos ativos e o reconhecimento intracíclico. Também recomenda a coordenação com a Anatel e a revisão das funcionalidades que excedam as definidas pelo MME.

81. A ABRADÉE, a COPEL, a ADELAT e a ABEGAS apontam que a vida útil regulatória de 13 anos está superestimada em relação aos ciclos reais de inovação de TIC/telecomunicações. Propõem a redução da vida útil dos medidores e equipamentos de comunicação (TUCs 485/495) para 10 anos, ajustando a taxa de depreciação.

82. As empresas COPEL, Enel Brasil, Neoenergia, Cellesc-D e EDP defendem o uso estrito do WACC regulatório vigente (ex.: 8,10% a.a.) como taxa de desconto para a análise do custo-benefício do projeto.

83. Para a ANACE, a priorização da instalação dos medidores inteligentes deve observar critérios transparentes e orientados ao interesse do consumidor: áreas com maiores perdas não técnicas, maior custo operacional evitável, maior potencial de redução de interrupções, maior aptidão para tarifas horárias e maior capacidade de gerar benefício sistêmico líquido.

84. O IMR aponta que a definição de requisitos excessivamente complexos no hardware pode elevar desnecessariamente os custos, sugerindo que a ACB avalie o impacto marginal de cada funcionalidade adicional.

85. A [Landis Gyr](#) concentra suas contribuições nos parâmetros de efetividade dos comandos remotos e nos custos de leitura, apresentando questionamentos específicos sobre os valores adotados na simulação submetida à CP.

86. As associações ABSOLAR e a ABGD defendem a inclusão do benefício de facilitação da inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e microgeração, atuando como interface digital ativa. Argumentam que a ACB deve valorar a viabilização de tarifas horárias e dinâmicas, que permitem o sinal de preço adequado e a gestão ativa da demanda.

87. A ABIAPÉ destaca que a padronização nacional evita assimetrias entre áreas de concessão, promovendo ganhos para todo o sistema em relação à equidade e isonomia.

88. O CONSELPA solicita que a ANEEL publique faixas de referência nacionais de informação e sobrepreços.
89. O Conselho da EMR e o Conselho da Cocal sugerem vincular a substituição de repasse de custos de ativos não amortizados e preservando a modicidade tarifária.
90. O Instituto Mulheres na Regulação (IMR) recomenda que a ACB não seja baseada em premissas de custo e benefício alinhadas à Diretiva Europeia 2019/944^[4], permitindo incorporar a evolução tecnológica e ganhos sistêmicos.
91. Em relação à supressão dos benefícios no ACB relativos ao custo evitado distribuidoras como a COPEL e o Grupo Energisa defendem que incorporar esses benefícios de modulação e redução de consumo sem tarifas horárias obrigatórias traria mais prova a robustez e o conservadorismo da proposta.
92. Em síntese, a percepção predominante dos agentes é que a metodologia ideal para a regulação brasileira deve combinar ACB, visão TOTEX, análise regionalizada, avaliações de sensibilidade e, quando possível, análise multicritério capazes de capturar os benefícios estratégicos da digitalização das redes elétricas.
93. Nesse cenário, a metodologia seria uma ACB combinada com método multicritério, composta por:
- Análise Custo-Benefício (VPL, B/C e Payback);
 - Abordagem TOTEX (CAPEX + OPEX);
 - Comparação com cenário contrafactual (BAU);
 - Análise regionalizada por clusters ou áreas de concessão;
 - Análise de sensibilidade para parâmetros críticos;
 - Complementação por AHP para benefícios qualitativos e estratégicos.

III.4.1.2 Análise das Contribuições

94. Em linhas gerais, há grande concordância com a proposta da ANEEL de realização de ACB para direcionar a implantação da medição inteligente no país. A rigor, dados os comandos emanados da Portaria Normativa MME nº 111/2025, alterada pela Portaria Normativa MME nº 126/2026, não há espaço para que se adote outro caminho. Conforme apresentado anteriormente nessa Nota Técnica, o § 3º do art. 4º-A desse normativo aponta a necessidade de que, a partir de 1º de março de 2028, a implantação dos sistemas de medição inteligentes observe a ACB apresentada à ANEEL.
95. Também há concordância quanto à forma e à utilização de VPL, Benefício/Custo, análise de sensibilidade e comparação com cenário contrafactual para a elaboração e avaliação dos resultados do ACB. Outro ponto de concordância é o fato de que o investimento em medição inteligente deve abranger todos os itens necessários para que os medidores estejam plenamente operacionais, a exemplo de rede de comunicação, novos softwares no centro de medição e operação, armazenamento e processamento de dados, ferramentas de cibersegurança, dentre outros.
96. Ainda, há concordância com a retirada dos itens de benefício "custo evitado com a modulação do consumo" e "custo evitado com a redução de consumo" e com o uso do WACC regulatório depois de impostos como taxa de desconto.
97. A respeito do horizonte de análise, considerou-se a vida útil regulatório dos medidores, atualmente de 13 anos. Essa proposta busca evitar que seja necessário considerar substituição de medidores inteligentes em virtude de fim da vida útil. Ou seja, o horizonte considera o exato ciclo de vida desses equipamentos, o que implica que o primeiro medidor instalado estará totalmente depreciado ao final do horizonte de análise.
98. Por essa razão, as contribuições que sugerem a redução desse horizonte não são aceitas.
99. No que tange à contribuição sobre a abordagem TOTEX, ela será avaliada mais adiante nessa nota técnica.
100. Quanto aos demais aspectos, reforça-se que as diretrizes para a realização do ACB terão caráter mínimo, podendo a distribuidora adotar aspectos adicionais, que envolvam regionalismos e especificidades e metodologias complementares de elaboração e avaliação dos resultados. Conforme já evidenciado na abertura da 1ª fase da CP nº 001/2026 existe forte heterogeneidade nas áreas de concessão/permissão de distribuição brasileira. Somando-se a isso, o fato de que as distribuidoras são as maiores conhecedoras das condições específicas da sua área de atuação, chega-se à conclusão de que a ANEEL não conseguiria elencar todos os aspectos que devem ser considerados na ACB de 101 distribuidoras.
101. Por fim, destaca-se que maiores considerações sobre aspectos da regulação econômica e tarifária aplicável às distribuidoras na gestão dos ativos de medição são apresentadas na seção III.6.

III.4.1.3 Encaminhamento proposto

102. Propõe-se que as diretrizes a serem estabelecidas pela agência devem permitir que as distribuidoras:
- Acrescentem itens de custo e de benefício em sua ACB;
 - Representem na ACB desafios específicos de sua área de atuação, como elevado nível de perdas não técnicas, escassez de redes de telecomunicações, dificuldades logísticas, etc;
 - Possam realizar a ACB para toda a área de concessão/permissão e/ou por clusters, como grupo de consumidores ou regiões específicas (cidades, regionais do Estado...);
 - Considerem horizonte temporal equivalente à vida útil regulatória dos medidores;
 - Considerem taxa de desconto do VPL igual ao WACC da distribuição depois de impostos mais recente;
 - Elaborem a ACB com base na visão da concessão/permissão, evitando tratar de custos e benefícios que extrapolem a realidade específica da prestação do serviço de distribuição, a exemplo de ganhos ambientais ou sociais.

III.4.2 Diretrizes para estimação dos benefícios

103. As seções seguintes apresentam uma síntese das principais contribuições recebidas sobre a estimação dos benefícios, seguida da análise das manifestações e dos respectivos encaminhamentos propostos.

III.4.2.1 Investimentos evitados com novos medidores convencionais

104. Trata-se dos investimentos evitados com novos medidores convencionais ou em função da entrada de novas unidades consumidoras, o que gresses últimos equipamentos.

105. Para a ENEL Brasil, CPFL Energia, EDP e CELESC esse investimento evitado quando representar, de forma comprovada, a substituição de investimentos futuros esse benefício deve ser avaliado com cautela, considerando a vida útil remanescente os custos de baixa antecipada.

106. A COPEL apresenta uma visão ampliada dos benefícios que a medição incluindo o investimento evitado em medidores convencionais. A COPEL destaca instalação, manutenção e substituição desses medidores.

107. A ABRADDEE destaca a importância de reconhecer e internalizar os custos evitados dos novos medidores convencionais ao optar pela digitalização e instalação de medidores inteligentes. Esses custos evitados incluem despesas relacionadas à manutenção, substituição, desmobilização de equipamentos antigos e custos operacionais associados à instalação e manutenção de medidores convencionais tradicionais. Além disso, o reconhecimento desses custos evitados reforçaria a necessidade de critérios específicos de elegibilidade e critérios de custo na análise de impacto regulatório, alinhados à diretriz de promover uma transição eficiente, sustentável e economicamente viável.

III.4.2.2 Redução das perdas não técnicas e da inadimplência

108. De uma maneira geral, há uma concordância dos agentes e demais respondentes sobre a necessidade de incluir os benefícios de redução das perdas não técnicas e de redução da inadimplência entre as diretrizes para a elaboração do ACB.

109. A COPEL propõe análise específica do benefício relativo à redução da inadimplência, mas que esse componente deve ser mantido separado da recuperação de energia não faturada e de eventuais economias com atividades de campo.

110. O Grupo Equatorial destaca a necessidade de integração dos dados de subestações, alimentadores, transformadores e consumidores para produzir balanços energéticos hierarquizados e separar perdas técnicas e não técnicas.

111. A CPFL relata que o *rollout* pode atuar como processo de identificação e regularização de irregularidades, mas recomenda que os resultados sejam quantificados conforme o nível de perdas, o perfil da área e a produtividade das equipes.

112. A Light adverte que a medição inteligente isolada não garante redução das perdas e que, em áreas complexas, são necessárias soluções de maior robustez, inclusive o uso de sistema de medição centralizada (SMC) e intervenções na rede.

113. Para a Enel Brasil, impõe-se reconhecer que a efetividade da substituição de medidores convencionais por medidores inteligentes não se limita aos ganhos proporcionados pela maior capacidade de monitoramento e detecção de irregularidades. O nível de perdas não técnicas observado nas concessões é influenciado por um conjunto de variáveis externas — tais como condições socioeconômicas, contexto social e índices de violência — que afetam diretamente a incidência de fraudes, ligações clandestinas e a própria capacidade operacional das equipes de campo.

114. A ABRADDEE sugere a dispensa ou rito diferenciado de ACB para iniciativas focalizadas de redução de perdas não técnicas, com medição especializada em clientes específicos (aplicações não massificadas).

III.4.2.3 Redução dos custos de corte e religamento

115. De forma geral, há concordância dos agentes e demais respondentes sobre a necessidade de incluir a diretriz de estimação desse benefício na relação dos itens da ACB.

116. A CPFL, Amazonas Energia e a Landis Gyr reconhecem o benefício, mas ressaltam que a funcionalidade não é tecnicamente aplicável a todas as instalações, especialmente em casos de medição indireta ou de correntes superiores às capacidades homologadas.

117. A Landis Gyr questiona a efetividade média de 91% do sistema de comunicação empregado na AIR e informa que a exclusão de uma única observação do conjunto de dados utilizado no estudo, a qual registra baixo desempenho de comunicação, elevaria a média para aproximadamente 99%. A contribuição evidencia que a taxa de sucesso influência de forma material os resultados econômicos.

III.4.2.4 Redução nos custos e nos erros de leitura

118. Verifica-se uma concordância dos agentes e demais respondentes sobre a necessidade de incluir como diretriz a estimação do benefício com a redução nos custos com a realização do processo de leitura e com a redução nos erros de leitura.

119. A Landis Gyr questiona a utilização de R\$ 2,22 para leitura massiva e R\$ 1,40 para leitura dispersa, entendendo que a premissa relativa à leitura dispersa deve ser revisada.

120. A CPFL reconhece a leitura remota como benefício, mas observa que a economia depende da substituição efetiva dos processos presenciais, da adesão à fatura digital e da permanência de atendimentos físicos residuais.

121. O Grupo Equatorial relaciona a telemedição à eliminação de deslocamentos em cenários nos quais a conectividade seja economicamente viável.

III.4.2.5 Redução nas compensações pagas por interrupções

122. A COPEL critica a valoração atual desse benefício pela redução da compensação da Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), que captura apenas parte das perdas por interrupções, e propõe a adoção da valoração socioeconômica pela Energia Não Distribuída (END) evitada, monetizada via Custo da Energia Não Suprida (CENS), estimado em R\$ 15,7/kWh, para refletir o benefício social amplo da melhoria na continuidade do fornecimento.

123. A CPFL reconhece potencial de melhoria da qualidade, mas ressalta que resultados dependem do uso dos dados e de mecanismos operacionais claramen

ples armazenamento dos registros não assegura melhoria da rede e que os idos.

124. O Grupo Energisa observa que parte das interrupções decorre de falhas e eliminadas pela instalação dos medidores.

is da rede, como eventos climáticos e interferência da vegetação, que não são

125. A Neoenergia recomenda que a valoração desse benefício seja baseada e medição inteligente, daqueles decorrentes de outros investimentos em automaçã

ncias históricas da distribuidora, segregando os efeitos diretamente atribuíveis à muniqueções ou modernização da rede.

Loading...

III.4.2.6 Redução de custos decorrentes de ganhos de escala

126. Para o Grupo Equatorial, a redução de custos decorrente de ganhos de esc sistemas de medição inteligente diminuem à medida que o volume de implant diluição de custos fixos, otimização de processos, melhor negociação de insumo eficiência e economia ao longo do tempo.

e-se ao fenômeno em que os custos unitários de produção ou de implantação de imenta. Isso acontece porque, na sua visão, a ampliação da escala permite a nologias, além de aprender com experiências anteriores, o que resulta em maior

127. Além disso, o Grupo sustenta que consumidores dispersos de alta atratividade também podem ser atendidos economicamente por tecnologias de comunicação de baixo custo, não sendo a contiguidade física o único determinante da viabilidade.

128. A COPEL sustenta que a implantação por etapas de aproximadamente 300 mil medidores equilibrou escala, aprendizado e risco, e informa que etapas maiores não produziram ganhos adicionais materiais em sua experiência.

129. A Enel Brasil defende áreas contíguas para reduzir custos de logística e comunicação, mas também observa que uma demanda abrupta pode pressionar preços da cadeia produtiva.

130. A CEMIG alerta para volatilidade de preços e possíveis restrições na cadeia de suprimentos.

131. A Landis Gyr e a ABINEE alertam que o custo-base da ACB deve considerar a volatilidade de componentes eletrônicos pós-pandemia e exigências regulatórias adicionais que neutralizam ganhos de escala.

III.4.2.7 Redução das perdas técnicas decorrente de redução de consumo de consumidores com histórico de fraude e que passam a ser regularizados

132. Para o Grupo Equatorial, a redução das perdas técnicas decorrente da regularização de consumidores com histórico de fraude está relacionada às ações de inspeção, fiscalização e a implementação de sistemas de medição mais precisos e confiáveis. Para o grupo, quando consumidores anteriormente identificados com irregularidades passam a estar devidamente regularizados, os processos de medição tornam-se mais eficientes e precisos, permitindo o diagnóstico mais efetivo das perdas técnicas na rede.

133. Assim, ao eliminar irregularidades e fraudes, haveria uma diminuição nas perdas não técnicas, o que se reflete na redução das perdas técnicas totais da distribuição. Essa regularização contribui para melhorar o perfil de consumo, reduzir distorções na medição e promover uma gestão mais efetiva da rede elétrica.

134. A CPFL recomenda que qualquer benefício seja incluído apenas mediante metodologia que associe os dados à operação, ao balanceamento ou ao planejamento da rede.

135. A Light reforça que a redução de consumo não deve ser automaticamente atribuída ao medidor. A materialização desse benefício depende de ações complementares de adequação da rede, modernização dos ativos, monitoramento contínuo e gestão operacional, não decorrendo automaticamente da simples substituição dos medidores.

III.4.2.8 Redução do custo com visitas improdutivas (novo item)

136. Trata-se de visitas das equipes técnicas realizadas na unidade consumidora que poderiam ter sido evitadas com base na informação disponível no centro de operação da distribuidora, por meio da medição inteligente da unidade consumidora.

137. A ABRADÉE, a NEOENERGIA, a CPFL ENERGIA e a COPEL apresentaram a proposta para aferir os benefícios da medição inteligente com a eliminação ou a redução das visitas técnicas improdutivas que poderiam ter sido evitadas.

138. Esses agentes destacam a importância de reconhecer as visitas improdutivas, que envolvem deslocamentos e intervenções sem sucesso ou resultados concretos, como custos operacionais incorridos pelas distribuidoras, principalmente em ações relacionadas à desmobilização e instalação de medidores. Ressaltaram a necessidade de estabelecer diretrizes claras na base regulatória para que esses custos sejam devidamente compensados, assegurando maior previsibilidade, sustentabilidade econômica e eficiência no processo de modernização da rede de distribuição de energia.

139. Particularmente para a COPEL, a valorização dessa redução é estimada em R\$ 123 milhões em valor presente líquido (VPL), destacando o potencial de eficiência operacional e redução de custos para as distribuidoras.

III.4.2.9 Outros benefícios objeto de contribuição (novo item)

140. Além dos itens listados anteriormente, foi apresentada contribuição para que outros benefícios façam parte das diretrizes que serão emanadas pela ANEEL. A contribuição foi apresentada pela COPEL, a qual se manifestou no sentido de que esses benefícios destacados a seguir contribuiriam para viabilizar a implantação da medição inteligente. São eles:

- COMPENSAÇÃO FUMICULTOR/PRODUTOR RURAL - A medição inteligente permite o monitoramento em tempo real da qualidade de energia em propriedades rurais, reduzindo compensações por danos em equipamentos de secagem de irrigação. Valoração estimada - R\$ 49,7 milhões em VPL;
- ECONOMIA COM TELECOM PARA AUTOMAÇÃO DE RELIGADORES - A infraestrutura de comunicação dos medidores inteligentes pode ser compartilhada com a automação de religadores e dispositivos de rede, eliminando custos redundantes de telecomunicações dedicadas - R\$ 8,1 milhões em VPL.
- MELHORIA DE QUALIDADE DE TENSÃO - A medição inteligente viabiliza o monitoramento contínuo de tensão em baixa tensão, permitindo ações preventivas que reduzem violações de faixa e, consequentemente, compensações por má qualidade de tensão. Valoração estimada:

R\$ 3,1 milhões em VPL (compensações evitadas).

- **REDUÇÃO DE VISITA IMPROCEDENTE PARA COMBATE AO P** reduz a necessidade de inspeções presenciais que se m estimada: R\$ 5,4 milhões em VPL.

IMENTO IRREGULAR (PI) - A detecção remota de anomalias de consumo improcedentes, liberando equipes para ações mais efetivas. Valoração

141. Perceba-se que esses benefícios foram quantificados na contribuição da C COPEL também indicou os seguintes benefícios que não seriam quantificáveis n

as eles não foram os únicos sugeridos pela distribuidora. Em sua contribuição a mento:

- **BENEFÍCIOS DIRETOS DE MÉDIO PRAZO:** Gestão energética, informação automática de desligamento na unidade consumidora, informações para incentivo migração para tarifa branca, informação contínua dos níveis de tensão, campanha e medidas para revisão tarifária;
- **BENEFÍCIOS DIRETOS DE LONGO PRAZO:** Dados e inform para antecipação da falha e aumento da qualidade, novas receitas e compartilhamento com os clientes, avaliação da instalação interna do cliente, possibilidade de acompanhamento do desempenho da geração distribuída, segurança, monitoramento de possibilidade de cabo rompido;
- **BENEFÍCIOS POTENCIAIS DIRETOS:** Novas modalidades tarifárias, nível ótimo de tensão controle volt/var, medidor inteligente para controle de cargas pelo próprio cliente, estabelecer programa de resposta à demanda e serviços ancilares, apoio à tomada de decisão do cliente frente à abertura do mercado;
- **BENEFÍCIOS POTENCIAIS INDIRETOS:** Possibilidade de despacho de REDs, integração com o conceito de smart cities, postergação de investimentos.

III.4.2.10 Análise das Contribuições

142. No que se refere ao benefício de **custo evitado com novos medidores convencionais**, repisa-se que se trata do custo evitado com a compra de medidores não inteligentes que seriam instalados em novas unidades consumidoras e naquelas em que o medidor atual chegasse ao fim da vida útil.

143. Foi uma escolha metodológica na elaboração da ACB sugerida pelas consultorias e que foi acatada pela ANEEL. Essa escolha implicou, como contrapartida, na adoção do custo total do medidor inteligente também para unidades consumidoras novas e para aquelas em que o medidor atual chegasse ao fim da vida útil. Uma outra abordagem seria não tratar esse item como benefício e aplicar, no caso dessas unidades consumidoras, o custo do medidor inteligente diminuído do custo do medidor convencional que seria utilizado.

144. Assim, entende-se que a estimativa feita pela ANEEL está correta, o que implica que a diretriz da ACB sobre esse benefício citada na alínea "a" do § 1º do art. 4º-A da Portaria Normativa MME nº 111/2025, alterada pela Portaria Normativa MME nº 126/2026, deve ser incluída nas diretrizes que serão emanadas pela ANEEL sem alterações.

145. Passando-se aos benefícios de **redução das perdas não técnicas e de inadimplência**, entende-se inicialmente que, de fato, devem ser emanadas diretrizes para que as distribuidoras estimem separadamente o benefício de redução das perdas não técnicas e a redução da inadimplência. Sobre esse ponto, importa repisar que a ANEEL não considerou em sua ACB o benefício de redução da inadimplência, mas que se reconhece que se trata de benefício pertinente para constar na ACB das distribuidoras. A Portaria Normativa MME nº 111/2025 (após as alterações promovidas pela Portaria Normativa MME nº 126/2026) impôs a estimativa desse benefício como uma obrigação^[5], não havendo espaço para caminho diferente.

146. Esclarece-se, todavia, que a portaria tratou da redução das perdas não técnicas e da inadimplência na mesma diretriz, mas que os dois itens devem ser estimados separadamente.

147. Destaca-se também que no âmbito dos estudos realizados após o encerramento da 1ª fase da CP nº 001/2026 a ANEEL buscou estimar o benefício da redução da inadimplência, solicitando, inclusive, novos dados a algumas distribuidoras. Ocorre que as informações recebidas possuíam fortes discrepâncias, o que impediu que esse benefício fosse estimado e inserido na ACB.

148. Por outro lado, não se pode esquecer que a ACB realizada pela Agência não visou chegar a resultados precisos sobre a realidade da ACB de cada distribuidora. Ao contrário, a ACB da agência buscou apenas direcionar a melhor escolha entre as alternativas do AIR. Por sua vez, as distribuidoras terão mais condições de estimar esse benefício de acordo com a realidade de sua área de concessão/permissão, até pelo fato de serem detentoras de informações das quais a ANEEL não dispõe.

149. Note-se que o ponto mais importante a ser considerado é que a estimativa e incorporação desse benefício na ACB da ANEEL tornaria o seu resultado ainda mais positivo, fortalecendo a escolha da alternativa A4'. Ou seja, não haveria alteração da proposta da ANEEL caso esse benefício tivesse sido quantificado.

150. Quanto à estimativa da **redução das perdas não técnicas**, concorda-se que a instalação da medição inteligente não é suficiente para grandes reduções no furto de energia. Essa solução deve ser acompanhada de outras ações, como integração dos dados de subestações, alimentadores, transformadores e consumidores para produzir balanços energéticos hierarquizados, soluções de maior robustez, inclusive medição centralizada e intervenções na rede. Também devem ser considerados aspectos socioeconômicos, contexto social e índices de violência — que afetam diretamente a incidência de fraudes, ligações clandestinas e a própria capacidade operacional das equipes de campo.

151. Foi o reconhecimento dessa realidade que motivou a agência a adotar uma abordagem mais conservadora na estimativa desse benefício em sua ACB em relação ao trabalho realizado pelas consultorias. Além disso, a agência também realizou análise de sensibilidade desse item, considerando no cenário pessimista uma redução de menos de 20% no total de perdas não técnicas das distribuidoras na alternativa A4'.

152. Adicionalmente, reconhece-se que as distribuidoras devem considerar na estimativa desse benefício a realidade específica de sua área de atuação, internalizando os efeitos de aspectos socioeconômicos, contexto social e índices de violência, a exemplo da representatividade das áreas de severa complexidade operacional. Como já dito anteriormente, entende-se que as distribuidoras devem poder considerar aspectos regionais quando da elaboração da ACB.

153. Nesse contexto, no caso de soluções mais robustas para a redução das perdas não técnicas em áreas específicas da concessão, que incorporem outras ações, a distribuidora deve considerar o total de investimento para esse fim no processo de avaliação do custo ou devem diminuir o percentual de redução potencial dessas perdas.

154. Com respeito à **redução dos custos de corte e religamento**, entende-se que o argumento de que essa funcionalidade não é tecnicamente aplicável a todas as instalações, especialmente em casos de medição indireta ou de correntes superiores às capacidades homologadas, é pertinente. Esse ponto foi objeto na 2ª fase da CP nº 001/2026, que tratou dos requisitos mínimos dos sistemas de medição, inclusive com provocação específica sobre a melhor forma de endereçá-lo no ato normativo. A continuidade do debate sobre esse tema será conduzida no escopo do fechamento daquela fase.

155. Ainda sobre esse item de benefício, a respeito da contribuição da Landis G, questionou a distribuidora que apresentou a efetividade de 56%. Em resposta, janeiro a agosto de 2026 foi de 96,2%. Com a correção, o percentual médio ad mais positivos. Portanto, não há alteração da alternativa escolhida.

156. Adicionalmente, repisa-se que a ACB elaborada pela ANEEL visou apenas custo de corte e religa será o adotado por cada distribuidora de acordo com as ca

157. No que se refere à **redução do custo de leitura**, de fato se espera c considerando a quantidade de medições em cada situação. Conforme reforçado abordagem conservadora na estimação dos benefícios, o que objetivou ter mais resultados ainda mais positivos.

158. Ademais, os valores reais serão os adotados por cada distribuidora em sua ACB.

159. Quanto à **redução nas compensações pagas por interrupções**, destaca-se que a energia não distribuída e compensação evitada são conceitos distintos. A primeira representa o efeito econômico ou social da energia não fornecida a toda a sociedade; enquanto a segunda corresponde à compensação ao consumidor paga pela distribuidora em virtude do descumprimento do indicador DIC, estabelecido no PRODIST.

160. Conforme destacado nos documentos de abertura da CP, a ACB elaborada pela ANEEL se baseou na visão da distribuidora, e não da sociedade. Por essa razão, entende-se que efeitos econômicos ou sociais da instalação da medição inteligente não devem ser considerados na ACB. Logo, mantém-se a abordagem de se utilizar a redução no pagamento de compensações pelo descumprimento do indicador DIC.

161. Passando-se à **redução de custos decorrentes de ganhos de escala**, reforça-se que a ACB realizada pela ANEEL adotou postura mais conservadora do que a proposta feita pelas consultorias, reduzindo pela metade o percentual de redução. Além disso, também não foram apresentadas contribuições que sustentem que o percentual adotado pela Agência não é exequível.

162. Assim, entende-se que esse item deve constar entre as diretrizes da ACB da forma como foi citado na Portaria Normativa do MME.

163. No que tange ao benefício de **redução das perdas técnicas decorrente de redução de consumo de consumidores com histórico de fraude** e que passam a ser regularizados, destacam-se as contribuições que recomendam que qualquer benefício seja incluído apenas mediante metodologia que associe os dados à operação, ao balanceamento ou ao planejamento da rede e que indicam que a materialização desse benefício depende de ações complementares de adequação da rede, modernização dos ativos, monitoramento contínuo e gestão operacional, não decorrendo automaticamente da simples substituição dos medidores.

164. A esse respeito, concorda-se com o posicionamento apresentado, mas ele diz respeito à redução das perdas não técnicas. Efetivando-se a redução das perdas não técnicas, não há dúvida de que a redução do consumo dos consumidores regularizados leva a uma redução das perdas técnicas da distribuidora.

165. Assim, entende-se que deve ser mantida a diretriz para estimação desse benefício.

166. Sobre a **redução do custo de visitas improdutivas**, reconhece-se a pertinência das contribuições. Em função disso, no âmbito dos estudos realizados após o encerramento da 1ª fase da CP nº 001/2026 a ANEEL buscou estimar quantificar esse benefício solicitando, inclusive, novos dados a algumas distribuidoras. Ocorre que as informações recebidas possuíam fortes discrepâncias, o que impediu que esse benefício fosse estimado e inserido na ACB.

167. Todavia, assim como no caso da inadimplência, reforça-se que a ACB realizada pela Agência não visou chegar a resultados precisos sobre a realidade da ACB de cada distribuidora. A ACB da Agência buscou apenas direcionar a melhor escolha entre as alternativas do AIR. As distribuidoras terão mais condições de estimar esse benefício de acordo com a realidade de sua área de concessão/permissão.

168. Adicionalmente, o ponto mais importante a ser considerado é que a estimação e incorporação desse benefício na ACB da ANEEL tornaria o seu resultado ainda mais positivo, fortalecendo a escolha da alternativa A4'. Ou seja, não haveria alteração da proposta da ANEEL caso esse benefício tivesse sido quantificado.

169. Portanto, deve-se ser emitida diretriz para que esse benefício seja estimado pelas distribuidoras.

170. No que tange aos **demais itens de benefício objeto de contribuição**, concorda-se que tais benefícios, tanto os quantificados como os não quantificados, estão relacionados a medição inteligente. Aqueles quantificáveis podem fazer parte da ACB da distribuidora enquanto os não quantificáveis podem ser considerados em decisões multicritério. Todavia, eles entraram no debate nesse momento, não constaram da proposta das consultorias nem foram objeto de contribuições no âmbito da Tomada de Subsídios nº 13/2024. Ainda, esses benefícios também não foram objeto de contribuição de outros agentes.

171. Por essa razão, considerando a abordagem conservadora que a ANEEL vem adotando nesse processo, entende-se que esses benefícios não devem fazer parte das diretrizes a serem emanadas pela ANEEL. De toda forma, conforme já comentado, as distribuidoras poderão adicionar benefícios na elaboração de seus ACB e em avaliações adicionais que desejarem realizar. Assim, sendo cabíveis, tais benefícios poderão ser considerados pelas distribuidoras.

172. Por fim, destaca-se que maiores considerações sobre aspectos da regulação econômica e tarifária aplicável às distribuidoras na gestão dos ativos de medição são apresentadas na seção III.6.

III.4.2.11 Encaminhamento proposto

173. As diretrizes a serem emitidas pela ANEEL deverão indicar que as distribuidoras abordarão, no mínimo, os seguintes benefícios nas suas ACB:

- Custos evitados de novos medidores que seriam instalados;
- Redução das perdas não técnicas;
- Redução da inadimplência;
- Redução dos custos de corte e religamento;
- Redução nos custos com a realização e com os erros de leitura;
- Redução nas compensações pagas por interrupções;
- Redução de custos decorrentes de ganhos de escala;

- Redução das perdas técnicas decorrente de redução de regularizados; e
- Redução do custo com visitas improdutivas.

mo de consumidores com histórico de fraude e que passaram a ser

174. As diretrizes também devem deixar expresso que as distribuidoras podem considerar aspectos regi

considerar benefícios adicionais, desde que devidamente justificados quanto à especificidades na estimação dos benefícios.

III.4.3 Diretrizes para estimação dos custos

175. As seções seguintes apresentam uma síntese das principais contribuições e respectivos encaminhamentos propostos.

las sobre a estimação dos custos, seguida da análise das manifestações e dos

III.4.3.1 Custo do medidor e sua instalação

176. A CPFL recomenda que o investimento inclua medidor, módulos, concentradores, homologação, adequação tecnológica, instalação, comissionamento, logística, cadastro, comunicação prévia e eventuais visitas adicionais.

177. A Light afirma que o valor médio dos medidores praticado pela empresa não inclui os custos de: comunicação, sistemas, instalação, retirada, custos operacionais e requisitos de robustez da rede.

178. A Amazonas Energia sustenta que a ACB deve incorporar os custos reais de implantação e manutenção existentes na área de concessão do Amazonas, destacando que 51% dos acessos são exclusivamente fluviais, que o deslocamento de materiais para o interior apresenta custo 82% superior ao da região metropolitana e que os custos das equipes técnicas são 152% superiores, com viagens que podem durar até 35 dias. Adicionalmente, ressalta que características ambientais locais, como elevada vegetação, cheias sazonais e fenômenos de erosão fluvial, demandam infraestrutura mais robusta e custos operacionais superiores à média nacional.

179. Para o Grupo Equatorial, o custo do sistema de medição deve compreender todos os custos ao atendimento das funcionalidades mínimas da Portaria, incluindo medidor inteligente, módulos de comunicação, concentradores, infraestrutura de telecomunicações, sistemas de coleta e gestão de dados, integração com sistemas corporativos e mecanismos de segurança cibernética. O custo de instalação deve incluir a Ordem de Investimento (ODI), substituição dos equipamentos existentes, parametrização, ativação da comunicação, testes operacionais e integração aos sistemas centrais. O Grupo ressalta que a avaliação econômica não deve restringir-se ao hardware e à instalação física, devendo refletir todos os investimentos necessários para viabilizar as funcionalidades de leitura remota, corte e religamento remoto, registro de interrupções, tarifação horária e combate a perdas não técnicas.

180. Para a COPEL, essas despesas estão relacionadas à aquisição do equipamento compatível com as funcionalidades de integração de parâmetros, registro de interrupções, memória de dados, interface para aquisição local, sincronia de tempo, entre outras, além dos custos de instalação e certificação. Esses custos devem ser considerados de forma padronizada, assegurando o equilíbrio entre padronização técnica, custos operacionais e benefícios para o sistema, garantindo que os investimentos atendam às funcionalidades essenciais requeridas, com avaliação de impacto tarifário e compatibilidade tecnológica, de modo a viabilizar a implementação eficiente e transparente da medição inteligente no setor.

181. Alerta ainda para a perda financeira (estimada em até 41% pela COPEL) devido à falta de reconhecimento intraciclo do CAPEX, em que o ativo deprecia antes de ser remunerado na revisão tarifária subsequente.

III.4.3.2 Custo de infraestrutura de comunicação e software

182. A ABRADÉE, COPEL, Enel Brasil, CEMIG, CPFL, Grupo Equatorial, Light, Grupo Energisa e Amazonas Energia consideram a comunicação e os softwares componentes essenciais da solução.

183. A Light identifica Network Management System (NMS), Meter Data Collection (MDC) e Meter Data Management (MDM) como elementos que devem estar integrados entre si e aos sistemas legados.

184. A CPFL identifica como componentes relevantes do plano de dados: Head-End System (HES), Meter Data Management (MDM), nuvem, analytics, cibersegurança, integração e aplicações ao consumidor.

185. A infraestrutura de comunicação é tratada pela CEMIG como elemento essencial para a viabilização dos sistemas de medição inteligente e para a interoperabilidade entre equipamentos e plataformas. A distribuidora defende que os custos associados à comunicação de dados devem ser considerados explicitamente na Análise de Custo-Benefício (ACB), juntamente com os custos de processamento e armazenamento de informações. A contribuição ressalta que a adoção de intervalos de integração de dados de 5 minutos, em substituição ao intervalo de 15 minutos, implicaria elevação significativa dos custos de comunicação, processamento e armazenamento, sem retorno proporcional em benefícios operacionais ou regulatórios.

186. Para a Enel Brasil, esse item deve englobar todos os investimentos e despesas necessários à operação do Sistema de Medição Inteligente, incluindo redes AMI, telecomunicações, concentradores, gateways, planos de dados, conectividade, interoperabilidade, sistemas MDC/MDM, head-end, bancos de dados, licenças, cibersegurança, aplicativos, integrações corporativas e plataformas de operação da rede. A Enel Brasil considera esses componentes essenciais para viabilizar as funcionalidades da medição inteligente e defende seu reconhecimento regulatório integral na BRR, observadas as particularidades tecnológicas e regionais de cada área de concessão.

187. A COPEL destaca a importância da infraestrutura de telecomunicações e do software associados à medição inteligente no contexto da modernização do setor de distribuição. A distribuidora reforça que essa infraestrutura constitui elemento essencial, pois habilita a coleta remota de dados, a automação de redes e a rápida intervenção em contingências, contribuindo para a resiliência climática e segurança cibernética do ecossistema AMI.

188. A Amazonas Energia aponta a necessidade de antenas e repetidores mais robustos em determinadas áreas, tendo em vista a especificidade de sua área de concessão.

189. Para o Grupo Equatorial, esses custos incluem a instalação de equipamentos de comunicação (como NICs de comunicação, rádios, fibras ópticas), infraestrutura de rede de dados, além de plataformas de gestão, softwares de supervisão, análise e controle. Além disso, envolvem despesas com a implementação de mecanismos de segurança cibernética, interoperabilidade e a manutenção dessas tecnologias ao longo do tempo. Esses investimentos são essenciais para assegurar a confiabilidade, a segurança e a efetividade do sistema de medição digitalizado, contribuindo para a redução de perdas técnicas e o aumento da eficiência operacional na distribuição de energia elétrica.

190. A maioria das distribuidoras destaca a necessidade de avaliação dos aspectos de interoperabilidade tecnológica e coordenação institucional entre ANEEL e ANATEL.

relacionados ao uso do espectro de radiofrequência, redes de telecomunicações, definição de padrões e condições de operação.

191. A Comerc e a Tyr Energy recomendam prever custos para garantir a interface (lock-in) e facilitando o Open Energy. Argumentam que os custos de implantação de Contratação Livre (ACL).

coleta local de dados em formato aberto, evitando o aprisionamento tecnológico e devem se tornar um encargo que impeça a migração para o Ambiente de

192. A UTCAL ressalta a necessidade de garantias regulatórias para uso prioritário na faixa de 450 MHz, visando segurança e resiliência das aplicações de missão crítica.

alocação do espectro de frequência para empresas do setor elétrico, em especial na

193. Por outro lado, a TIM argumenta que alternativas como LPWAN, Redes de baixa potência, menor segurança e dificuldades de manutenção e suporte técnico.

com e protocolos proprietários enfrentam interferência, cobertura limitada, baixa

194. Além disso, a empresa propõe que o custeio mensal de planos de dados e tecnologias 3GPP (NB-IoT e LTE-M).

atividade seja reconhecido reguladoramente como CAPEX, incentivando o uso de

195. A Telefônica defende o uso do Wi-SUN/FAN como a solução técnica ideal para o contexto brasileiro, pois oferece comunicação robusta, resiliente e baseada em padrões abertos, alinhando-se aos objetivos da Portaria Normativa MME nº 111/2025 e à proposta regulatória atual para redes AMI.

196. O especialista José Maurício Lopes Neto defende a inclusão da volatilidade dos custos de manutenção de software e serviços em nuvem, garantindo que o VPL seja resiliente a inflações tecnológicas.

197. David Ferreira recomenda revisar a premissa de custo unitário único, devendo a ACB diferenciar custos por tecnologia de comunicação (PLC, Wi-SUN, LTE), que possuem CAPEX e OPEX distintos.

III.4.3.3 Custo irre recuperável dos medidores não amortizados

198. O custo irre recuperável dos medidores não amortizados refere-se ao valor residual dos custos incorridos de substituição de medidores que ainda não estão totalmente amortizados na Base de Remuneração Regulatória (BRR).

199. A CEMIG, a Enel Brasil, a CPFL, o Grupo Equatorial, a Light, o Grupo Energisa, a Neoenergia e a ABRADDEE apontam a necessidade de reconhecer o valor residual e os ativos retirados antes do fim da vida útil nas respectivas áreas de concessão. As empresas defendem que esses custos sejam integralmente considerados na base regulatória, como parte dos investimentos necessários para a implementação do sistema de medição inteligente, de modo a promover previsibilidade, evitar perdas econômicas e assegurar o equilíbrio financeiro das concessões, especialmente diante das substituições e desmobilizações de ativos antigos.

200. Algumas empresas, como Energisa, Enel Brasil e Neoenergia, destacam o custo do valor residual não amortizado dos medidores convencionais retirados antecipadamente, estimado em R\$ 13,4 bilhões setoriais.

201. Para a COPEL, o custo irre recuperável dos medidores não amortizados refere-se ao valor residual que permanece na contabilização dos ativos ao serem substituídos, representando uma dívida tarifária que, ao se retirar o medidor, deixa de existir, gerando um benefício para o consumidor ao eliminar essa obrigação. No entanto, a análise tradicional trata esse custo apenas como despesa operacional (PMSO), ignorando o efeito positivo do abatimento dessa dívida futura na tarifa. A Copel propõe que esse benefício seja reconhecido na avaliação do investimento, sugerindo tratamento dual, incluindo o abatimento da dívida na tarifa, como forma de refletir adequadamente o impacto econômico da substituição dos medidores.

III.4.3.4 Custo de desinstalação dos medidores existentes

202. O custo de desinstalação dos medidores existentes refere-se às despesas relacionadas à retirada, armazenamento, reutilização ou descarte dos medidores convencionais que são substituídos por sistemas de medição inteligentes.

203. A Enel Brasil, CEMIG, CPFL Energia, Grupo Equatorial, Light Brasil e ABRADDEE defendem que a desinstalação e a desmobilização integrem a ACB. Esses custos abrangem atividades de campo, profissionais, transporte, retirada do ativo, descarte ambientalmente adequado dos equipamentos e eventuais despesas administrativas associadas ao processo. Reconhecer esses custos é fundamental para uma avaliação completa do investimento na modernização do sistema de medição, garantindo uma análise econômica correta e ajudando a definir o custo total do projeto, além de assegurar que esses custos sejam considerados na remuneração regulatória de forma adequada e proporcional ao benefício obtido com a desmobilização dos medidores antigos.

204. Ainda, esses agentes demandam que a ACB e a regulação tarifária reconheçam o valor residual não amortizado dos medidores convencionais retirados antecipadamente, além de tratarem as despesas operacionais de desmobilização/logística reversa como custos extraordinários.

205. Para a Copel, a ANEEL sustenta que os custos de desmobilização de medidores convencionais — retirada física de campo e baixa do valor residual na Base de Remuneração Regulatória (BRR) — já são devidamente tratados pelo processo de definição de custos operacionais, uma vez que tais custos compõem o PMSO utilizado como insumo do modelo de benchmarking (DEA), previsto no PRORET Submódulo 2.2.

206. Por outro lado, a empresa afirma que a metodologia atual contém um descolamento de conceito fundamental. O modelo regulatório de custos operacionais foi desenhado para absorver variações graduais e orgânicas dos custos, compatíveis com a evolução operacional regular das distribuidoras. Degraus de custo exógenos, concentrados e obrigatórios — como os decorrentes da substituição massiva de medidores — são estruturalmente incompatíveis com os mecanismos de captura do modelo.

207. Ainda, a empresa demanda que a ACB e a regulação tarifária reconheçam o valor residual não amortizado dos medidores convencionais retirados antecipadamente, além de tratarem as despesas operacionais de desmobilização/logística reversa como custos extraordinários.

III.4.3.5 Custo de comunicação com os consumidores

208. Trata-se do custo de comunicação da distribuidora com os consumidores para garantir a aceitação do projeto de substituição dos medidores convencionais pelos medidores inteligentes pela população.

209. Para a ABRADDEE, os custos de comunicação com os consumidores incluem as despesas relacionadas às atividades de interação e divulgação necessárias para informar, engajar e orientar os usuários acerca da implantação dos sistemas de medição inteligentes e da mudança para a fatura digital. Essas despesas englobam ações de suporte técnico, campanhas informativas, notificações, atendimento ao cliente e outros canais de comunicação utilizados para garantir a adesão e o

entendimento dos consumidores sobre as novidades, bem como para esclarecer é essencial para uma avaliação integral dos investimentos e para garantir que transparência e eficiência no processo de transição.

210. A CEMIG argumenta que, em sua experiência, identificou aumento de ga específico para esse item de custo.

211. A CPFL registra que a comunicação prévia, o agendamento e a atuação er aumento de reclamações improcedentes relacionadas à percepção de maior cont loading.

212. Os conselhos (CCAL, CCEEDF, CONSELPA) exigem que a ACB considere usuário pagar por tecnologias cujos benefícios operacionais fiquem retidos na me

e orientar sobre o uso adequado dos novos serviços. Reconhecer esses custos considerados, de forma proporcional, na remuneração regulatória, promovendo

campo e de comunicação no início do projeto, e solicita tratamento regulatório

de semana contribuíram para o sucesso das visitas em seu piloto e menciona o nós a troca do medidor.

mente os custos de comunicação e educação do consumidor, além do risco de o a distribuidora.

III.4.3.6 Custo regulatório

213. Para a ABRADDEE, o custo regulatório refere-se às despesas decorrentes da implementação, gestão e fiscalização das políticas e regulações estabelecidas para a modernização do setor elétrico, incluindo a instalação de sistemas de medição inteligentes e a digitalização das redes. Esses custos abrangem atividades de elaboração de normativos, monitoramento, controle, fiscalização, além das ações de gerenciamento regulatório necessárias para garantir a conformidade e o funcionamento adequado das novas soluções tecnológicas. Reconhecer e ajustar esses custos de forma adequada é fundamental para evitar distorções tarifárias, assegurar a modicidade tarifária e promover a eficiência econômica do setor, garantindo que os investimentos em inovação sejam justificados e compatíveis com os princípios regulatórios estabelecidos.

214. Para a COPEL, o custo regulatório refere-se às despesas associadas às obrigações impostas pela autoridade reguladora, que, no seu caso, incluem a substituição de medidores convencionais, com seus custos de desmobilização e instalação, considerados de natureza exógena e concentrados. A análise evidencia que o modelo regulatório, atualmente, não captura adequadamente esses custos, uma vez que os filtros do PRORET reduzem sua remuneração efetiva a aproximadamente 52,6%, criando uma distorção que penaliza a rápida modernização e incentiva o atraso na substituição dos ativos. Essa situação gera incentivos econômicos contrários às metas de política pública, pois quem moderniza primeiro acaba enfrentando maior penalização, configurando uma incompatibilidade entre os sinais econômicos do modelo tarifário e os objetivos de avanço tecnológico e eficiência do setor elétrico, demandando, portanto, tratamento regulatório específico para esses custos

215. A ABRADDEE, Enel Brasil, CEMIG, CPFL, Grupo Equatorial, Light e Grupo Energisa apontam necessidade de regulamentação complementar, reconhecimento dos investimentos, padronização, coordenação institucional e adequação dos procedimentos tarifários e patrimoniais.

III.4.3.7 Análise das Contribuições

216. Em linhas gerais as contribuições sobre os itens de custos expressam concordância com a proposta da ANEEL, focando em deixar mais claro quais custos estão abrangidos em cada item. Não se identificaram contribuições contrárias aos itens propostos pela ANEEL ou que sugerissem novos itens.

217. Detalhando-se o item de custo do medidor e sua instalação, concorda-se que ele deve abranger todos os custos necessários ao atendimento das funcionalidades mínimas definidas pela ANEEL, incluindo-se eventuais custos com módulos e com adequação tecnológica. Concorde-se também que a distribuidora deve abordar as especificidades da sua área de concessão/permissão na estimação desse custo, a exemplo do que foi citado pela Amazonas Energia em sua contribuição.

218. Adicionalmente, em seus ACB as distribuidoras devem estimar todos os custos à luz da regulação econômica e tarifária a que estiverem submetidas, considerando efeitos de reconhecimento de investimento, depreciação tarifária, dentre outros.

219. Reforça-se, mais uma vez, que a ACB realizada pela ANEEL visou apenas embasar a escolha da alternativa regulatória. Os reais valores de custo da implantação da medição inteligente serão os estimados pelas distribuidoras de acordo com a realidade das suas áreas de concessão/permissão.

220. No que tange à infraestrutura de comunicação e de software, concorda-se que elas são essenciais para a solução. Não foi por outra razão que na 2ª fase da CP nº 001/2026, que tratou dos requisitos mínimos dos medidores inteligentes, a ANEEL apresentou o conceito de “sistema de medição”, em vez de medidor. Ou seja, a medição inteligente é composta pelo medidor inteligente e pelos demais itens necessários para que esses equipamentos estejam operacionais, como sistemas de comunicação e softwares.

221. Mais uma vez, esse item deve abranger todos os custos que a ele estejam relacionados, a exemplo de concentradores, gateways, antenas, repetidores, licenças, requisitos de robustez da rede, eventuais custos com HES, MDC/MDM, nuvem, cibersegurança, integração de aplicações, custos com processamento e armazenamento de informações. Adicionalmente, esses custos devem refletir a escolha tecnológica da distribuidora para os seus diversos consumidores, sejam redes de comunicação física, RF, tecnologia celular, ou outros arranjos, e devem contemplar o que for necessário para garantir cibersegurança e interoperabilidade.

222. Quanto à contribuição que cita o Open Energy e a abertura de mercado, importa destacar que esses temas não fazem parte do escopo da presente atividade, mas que aqui se buscam ferramentas que permitam transparência das informações coletadas e se buscam requisitos que deem liberdade para as distribuidoras escolherem soluções tecnológicas que mais se adequem à realidade da sua área de atuação, contribuindo para o não aprisionamento tecnológico e para a redução de custos. Portanto, as decisões tomadas no âmbito desta atividade contribuirão para o Open Energy e a plena e eficiente abertura do mercado, mesmo que indiretamente.

223. Quanto à articulação com a ANATEL e à necessidade de garantias para uso prioritário e protegido de espectro de frequência, destaque-se que as duas agências possuem relacionamento estreito, e que, assim, a ANEEL pode ser uma facilitadora no diálogo dos agentes do setor elétrico com a ANATEL sempre que necessário. A respeito das contribuições que trataram de eventuais deficiências ou vantagens de soluções tecnológicas de comunicação, registre-se que não compete ao regulador escolher tecnologias. As próprias distribuidoras devem adotar a alternativa que melhor de adequa à sua área de atuação e aos preceitos da regulação e própria da interoperabilidade da atividade.

224. No que tange a eventuais volatilidades de custos de manutenção de software e serviços em nuvem e diferenciação de custos por tecnologia de comunicação, entende-se que cabe às distribuidoras representar esses pontos quando da elaboração dos seus ACB. De toda forma, importa repisar que as distribuidoras deverão dar publicidade a seus ACB, o que indica que imprecisões ou erros no trabalho realizado poderão ser objeto de contestação por parte de agentes interessados.

225. Passando-se ao custo irrecuperável dos medidores não amortizados, reforça-se que a ANEEL adotou uma abordagem conservadora em seu ACB. Por essa razão, considerou-se esse como um custo, ou seja, a distribuidora descartaria os medidores retirados de campo que ainda não estivessem totalmente depreciados.

226. Na realidade, todavia, existem algumas possibilidades para esses equipamentos não sejam descartados e, assim, cumpram a integralidade de sua vida útil. A distribuidora poderia, por exemplo, utilizar esses equipamentos com valor contábil residual em novas unidades consumidoras não elegíveis para a medição inteligente ou

mesmo em unidades consumidoras em que o medidor convencional apresentasse econômica e tarifária a que estiver submetida.

227. Maiores considerações sobre aspectos da regulação econômica e tarifária III.6.

228. Quanto aos **demaís itens de custo**, desinstalação dos medidores existe apresentadas nos parágrafos anteriores: são itens pertinentes ao tema, e que, por serem considerados pelas distribuidoras quando da elaboração da ACB; e os aspectos também nesses itens.

III.4.3.8 Encaminhamento proposto

229. As diretrizes a serem emitidas pela ANEEL deverão indicar que as distribuidoras

b. Caberá a distribuidora a melhor forma de reduzir esse custo à luz da regulação

às distribuidoras na gestão dos ativos de medição são apresentadas na seção

comunicação com os consumidores e custo regulatório, valem as considerações devem constar nas diretrizes; todos os custos envolvidos nesses itens devem ser regulação econômica e tarifária aplicável as distribuidoras devem ser considerados

- Custo do medidor e da sua instalação, considerando as funcionalidades definidas pela ANEEL;
- Custo com a infraestrutura de comunicação e de software;
- Custo irrecuperável dos medidores não depreciados;
- Custo de desinstalação dos medidores existentes;
- Custo de comunicação com os consumidores; e
- Custo regulatório.

230. As diretrizes também devem deixar expresso que as distribuidoras poderão considerar custos adicionais, desde que devidamente justificados quanto à pertinência e à forma de quantificar, e que elas poderão considerar aspectos regionais e especificidades na estimação dos custos.

III.5 Desafios apresentados nas contribuições

III.5.1 Resumo das contribuições

231. Para as distribuidoras, a sustentação econômico-financeira talvez seja o principal desafio futuro para a implantação massiva da medição inteligente no Brasil. O desajuste temporal entre custos imediatos e benefícios graduais ao longo dos anos cria risco financeiro significativo. Além disso, a incorporação desses investimentos à Base de Remuneração Regulatória tende a aumentar as tarifas, exigindo demonstração clara de que os ganhos econômicos superam os custos para os consumidores. Os riscos econômicos incluem incerteza sobre benefícios reais, divergências entre distribuidoras quanto à efetividade operacional e possibilidade de “investimento em ondas” (exigir novas atualizações tecnológicas antes mesmo do investimento original estar totalmente amortizado). As distribuidoras também manifestam preocupações específicas sobre reconhecimento de investimentos prudentes, cadastro de ativos e garantia de recuperação de recursos aplicados entre ciclos tarifários.

232. Para as distribuidoras, cibersegurança é um elemento crítico para a implantação da medição inteligente no Brasil, pois quanto maior a digitalização, maior a superfície disponível para ataques. Com milhões de dispositivos conectados permanentemente às redes das distribuidoras, cada medidor passa a ser um potencial vetor de invasão, permitindo desde acessos não autorizados e manipulação de leituras até a execução indevida de comandos de corte e religamento. Os medidores inteligentes também produzem informações sensíveis sobre hábitos dos consumidores, como perfil horário de consumo, presença de moradores e uso de veículos elétricos, criando desafios relevantes de proteção de dados pessoais nos termos da LGPD. Um ataque coordenado em grande escala poderia provocar desligamentos simultâneos, perda de visibilidade da rede e comprometimento de dados de qualidade de energia.

233. Para Cemig, Grupo Energisa, Celesc, ABRACE e Qualcomm, o aprisionamento tecnológico (“lock in”) ocorre quando a distribuidora se torna dependente de um fabricante específico, enfrentando custos elevados para migrar para outra solução futura. Essa vulnerabilidade pode comprometer medidores, redes de telecomunicação, sistemas MDMS e atualizações de firmware, afetando toda a arquitetura tecnológica. Com a rápida evolução tecnológica, arquiteturas fechadas podem tornar-se obsoletas antes de serem amortizadas. Quanto mais funcionalidades forem incorporadas ao medidor, maior tende a ser o risco de aprisionamento tecnológico. O maior risco de longo prazo não é escolher uma tecnologia errada hoje, mas perder a flexibilidade para incorporar inovações nas próximas décadas. Uma solução inicialmente mais barata, porém fechada e proprietária, pode gerar custos muito maiores no futuro, comprometendo a concorrência entre fornecedores.

234. Para Copel, EDP Energias, Grupo Equatorial, Qualcomm e Grupo Energisa, as telecomunicações e comunicação de dados em extensas áreas rurais ou com baixa densidade populacional, com longas distâncias ou obstáculos geográficos dificultam a cobertura e aumentam os custos por ponto conectado, podendo exigir arquiteturas específicas e investimentos adicionais. A disponibilidade das comunicações torna-se crítica, pois funcionalidades como corte e religamento remotos, pré-pagamento e gestão de demanda dependem diretamente da rede. Além disso, a digitalização transforma as distribuidoras em grandes operadoras de dados, exigindo armazenamento histórico e integração entre sistemas de medição, comunicação e gestão.

235. Para Copel, Tyr Energia, Enel Brasil e CPFL Energia, o engajamento e aceitação dos consumidores é um desafio subestimado da implantação da medição inteligente no Brasil. Muitos usuários podem interpretar o medidor inteligente apenas como uma substituição obrigatória de equipamento ou como um potencial aumento tarifário, sem reconhecer os ganhos indiretos e de longo prazo, como redução de perdas, melhoria da qualidade do fornecimento e integração com geração distribuída. A coleta mais detalhada de dados de consumo também gera preocupações com privacidade, especialmente quanto ao acesso, armazenamento e eventual compartilhamento de informações pessoais. A compreensão insuficiente de novas modalidades tarifárias, como tarifa branca e resposta da demanda, reforça a necessidade de educação do consumidor como elemento central da política pública. A aceitação também tende a ser heterogênea entre perfis de consumidores: aqueles com geração distribuída (MMGD) ou veículos elétricos (eletromobidade) perceberão benefícios mais rapidamente do que consumidores de baixa renda, criando desafios regulatórios adicionais de inclusão digital.

236. Para Copel, Grupo Equatorial, Tyr Energia, Comerc, Grupo Energisa, Ultraz, CPFL Energia e ABRACE, a Open Energy (abertura do mercado de energia) demanda acesso padronizado aos dados, portabilidade de informações e compartilhamento seguro, posicionando o medidor como plataforma de inovação. Essa abertura exige observância rigorosa da LGPD, mecanismos claros de consentimento, controle sobre quem acessa os dados para prevenir e proteger usos indevidos das informações.

III.5.2 Análise das Contribuições

237. O desafio regulatório consiste em criar mecanismos que viabilizem a digitalização do sistema sem provocar aumentos tarifários desproporcionais, mantendo incentivos adequados para que as distribuidoras realizem os investimentos necessários. Em função desse entendimento, propõe-se que deve ser demonstrado que o benefício econômico proporcionado pela digitalização é superior ao custo de sua instalação.

238. Para o Grupo Energisa e para a Celesc, recomenda-se o conceito de cibersegurança. "Security by design" significa que a segurança deve ser incorporada ao desenvolvimento, e não adicionada posteriormente como uma camada complementar segura, reduzindo vulnerabilidades estruturais e custos futuros de correção. Esse monitoramento contínuo de ameaças. É um mecanismo de prevenção contra a segurança cibernética desde a concepção dos sistemas.

239. Sobre esse ponto, concorda-se com o conceito apresentado. Se for o caso, planejamento, arquitetura e desenvolvimento, e não apenas adicionada posteriormente. Por outro lado, o uso do termo "cibersegurança" não impede que a distribuidora adote, quando se fala de segurança cibernética, poderia gerar dúvidas sobre a sua segurança cibernética utilizar o termo "cibersegurança". Portanto, entende-se que

240. Quanto à interoperabilidade, importa destacar que a regulamentação aponta para a neutralidade tecnológica. A proposta regulatória prevê requisitos mínimos de interoperabilidade, permitindo substituição e expansão de componentes sem necessidade de troca de toda a infraestrutura instalada. A interoperabilidade garante que diferentes componentes operem de forma integrada, independentemente do fabricante adotado. Adicionalmente, esses aspectos também contribuem para a implementação dos conceitos de cibersegurança.

241. Sob a ótica regulatória, o desafio é construir uma infraestrutura capaz de sustentar a digitalização da distribuição de energia durante as próximas décadas. A proposta regulatória busca equilibrar funcionalidades e custos operacionais, prevendo níveis adequados de disponibilidade, redundância e resiliência das redes. Soluções tecnológicas como RF Mesh, PLC, redes celulares e arquiteturas híbridas deverão ser avaliadas conforme as características de cada concessão.

242. As distribuidoras precisarão investir em campanhas educativas, comunicação digital e treinamento de equipes para que a implantação seja percebida como melhoria do serviço, e não como imposição regulatória. O acesso simples, intuitivo aos dados de consumo e com interfaces amigáveis será essencial para que o medidor inteligente seja percebido como ferramenta útil, e não apenas como equipamento de faturamento.

243. Quanto ao tema do Open Energy, entende-se que o principal desafio é criar um ecossistema em que consumidores, distribuidoras, comercializadoras e prestadores de serviços possam trocar informações de forma segura, padronizada e eficiente. As distribuidoras enfrentarão maior complexidade operacional, necessitando de monitoramento em tempo real, gestão dinâmica da eletricidade e identificação rápida de problemas para melhorar a qualidade do fornecimento. O conceito de Security by Design é importante para garantir a cibersegurança e a proteção de dados. Sistemas de diferentes agentes precisam interagir entre si através da interoperabilidade e da neutralidade tecnológica. O grande desafio do Open Energy é equilibrar abertura de dados e inovação sem comprometer segurança, privacidade e confiança do consumidor.

III.5.3 Encaminhamento Proposto

244. Sobre a segurança cibernética e a interoperabilidade, entende-se que esses temas estão sendo tratados na 2ª Fase da CP nº 1/2026. Os demais aspectos serão endereçados no item III.6.

III.6 Das contribuições sobre a regulação econômica e tarifária (STR)

III.6.1 Resumo das contribuições

245. Além das contribuições já citadas anteriormente sobre a regulação econômica e tarifária aplicável aos ativos de medição, a COPEL, Enel Brasil, Neoenergia, Celesc-D e EDP alertam para, na sua visão, um grave hiato remuneratório (*regulatory lag*): o investimento sofre depreciação imediata, mas só entra na Base de Remuneração Regulatória (BRR) no ciclo tarifário seguinte, gerando perdas financeiras estimadas em aproximadamente 41% pela COPEL e 60% no 1º ano pelo Grupo CPFL e pela Equatorial.

246. A COPEL propõe a aplicação de fatores de repasse tarifário diferenciados para cada linha da ACB (ex.: 0,59 para CAPEX evitado; 0,526 para custos de desmobilização; 0,50 para eficiências operacionais de PMSO) devido aos filtros do modelo regulatório.

247. Para a ABRADEE, a Neoenergia, a COPEL e a CEMIG, além das medidas voltadas ao reconhecimento adequado dos investimentos em modernização da rede e da medição, faz-se necessário ajustar procedimentos tarifários que utilizam inputs de CAPEX e OPEX, a fim de evitar distorções transitórias decorrentes do *rollout* de medidores inteligentes e de outras iniciativas de digitalização.

248. Especificamente quanto aos custos operacionais, foi apresentada contribuição de que eles estão diretamente associados à instalação massiva (logística de campo, desinstalação/baixa de medidores, comunicação ao consumidor, reforço de back-office e suporte de TI), tendem a se concentrar nos estágios iniciais e serão heterogêneos entre distribuidoras. Assim, foi proposto:

- Expurgar, do benchmarking dos Custos Operacionais Regulatórios - COR (modelo DEA), os dispêndios extraordinários e temporários vinculados ao *rollout*; e
- Instituir conta de controle para segregar tais valores no período de implantação, com janela temporal e critérios de encerramento definidos pela ANEEL.

249. A respeito da componente de produtividade do Fator X, houve contribuição de que a entrada concentrada de capital e custos de implantação pode alterar artificialmente a Produtividade Total dos Fatores (PTF) no curto prazo. Para mitigar tal efeito, foi proposto:

- Segregar, na base de cálculo da PTF, os efeitos extraordinários diretamente atribuíveis ao rollout e à digitalização (ajustes ex-ante com templates padronizados, e verificação ex-post por indicadores e documentação de suporte);
- Definir período de carência para a plena incorporação desses efeitos na PTF, compatível com o ciclo de maturação dos benefícios; e
- Assegurar consistência metodológica com os demais módulos, evitando dupla contagem e assimetria no tratamento de custos e ganhos.

250. Em convergência com contribuições setoriais já apresentadas, a ABRADEE, a Neoenergia e a COPEL apoiam que sejam feitos os ajustes necessários nas metodologias de COR e na definição da componente de produtividade do Fator X, de modo a eliminar possíveis distorções advindas do processo de instalação de medidores inteligentes e da digitalização das redes, neutralizando os efeitos transitórios decorrentes da implantação massiva.

251. Em síntese, diante da urgência das metas de implantação adicional e da necessidade de que se impõe a antecipação regulatória por parte da ANEEL, de forma

- (i) o reconhecimento intraciclo dos investimentos prudentes e dos custos diretos;
- (ii) o tratamento tarifário da desmobilização e do OPEX excepcional de implantação;
- (iii) a inclusão dos sistemas acessórios na BRR com vidas úteis ajustadas a TIC/
- (iv) a neutralização transitória de efeitos em Custos Operacionais Regulatórios (COR), preservando a modicidade tarifária e conferindo segurança re

ção de desembolsos no início do *rollout*, as contribuições se manifestam no prazo e tempestiva, dos instrumentos que viabilizem:

culados;

e na componente de produtividade do Fator X. Tal atuação reduziria assimetrias de risco para o cumprimento tempestivo das funcionalidades e metas previstas.

III.6.2 Análise das Contribuições

252. As contribuições apresentadas por distribuidoras e associações setoriais criam de medição inteligente. Entre os principais itens apontados estão os investimentos em cibersegurança, bem como os custos operacionais de logística de campo, design, reforço de estruturas administrativas e suporte de tecnologia da informação. Também foram mencionados o valor residual dos medidores retirados antes do término de sua vida útil regulatória e a defasagem entre a realização dos investimentos e seu reconhecimento na Base de Remuneração Regulatória.

m quanto à existência de custos iniciais associados à implantação dos sistemas em medidores, telecomunicações, softwares, integração de sistemas e destino e destinação dos equipamentos substituídos, comunicação com consumidores, e

253. A ABRADEE, Neoenergia, COPEL, CEMIG, Enel Brasil, CPFL Energia, Grupo Equatorial, Light, Grupo Energisa, Celesc-D e EDP, entre outros agentes, apresentaram preocupações relacionadas ao reconhecimento dos investimentos e aos possíveis efeitos transitórios da implantação sobre CAPEX, OPEX e produtividade. Parte das contribuições propõe retirar do benchmarking de Custos Operacionais Regulatórios os dispêndios extraordinários e temporários vinculados ao *rollout*, criar conta de controle para sua segregação e neutralizar, na apuração da Produtividade Total dos Fatores - PTF, os efeitos diretamente atribuídos à digitalização. Também foram sugeridos ajustes *ex ante*, verificação *ex post* e período de carência para incorporação desses efeitos à PTF.

254. Reconhece-se que a implantação dos sistemas de medição inteligentes pode produzir uma concentração temporal de investimentos e despesas operacionais antes da plena materialização dos benefícios esperados. Essa característica deve ser adequadamente representada nas análises de custo-benefício elaboradas pelas distribuidoras, que deverão considerar o custo completo da solução, incluindo medidores, instalação, desinstalação, telecomunicações, softwares, integração, segurança cibernética, tratamento de dados, comunicação com consumidores e demais componentes necessários ao funcionamento do sistema. A ACB deverá, igualmente, considerar os benefícios operacionais esperados, como redução de custos de leitura, corte e religação, visitas improdutivas, perdas, inadimplência e compensações relacionadas à continuidade.

255. A inclusão desses valores na ACB, contudo, não implica seu reconhecimento tarifário integral ou apartado. A análise de custo-benefício tem a finalidade de verificar a viabilidade econômica da implantação, enquanto as metodologias tarifárias definem a forma de incorporação dos investimentos e dos custos operacionais à tarifa. A identificação de determinada despesa como custo da implantação não afasta sua submissão aos mecanismos regulatórios de prudência, eficiência e compartilhamento de riscos.

256. No que se refere aos custos operacionais, o Submódulo 2.2 do PRORET estabelece que o modelo de Custos Operacionais Regulatórios (COR) busca definir o nível eficiente de custos necessário à prestação adequada do serviço. Para isso, considera os custos praticados pelas distribuidoras, os produtos regulatórios, as características das áreas de concessão e o desempenho relativo das empresas. Como o modelo não se destina ao reembolso dos gastos efetivamente realizados, eventual diferença entre o aumento do PMSO e a correspondente variação da receita regulatória não é suficiente, por si só, para demonstrar inadequação metodológica.

257. A exclusão antecipada de despesas relacionadas ao *rollout* também reduziria a capacidade do *benchmarking* de comparar as estratégias adotadas pelas distribuidoras. Embora parte dos gastos decorra das diretrizes de implantação, permanecem sob gestão empresarial decisões relacionadas ao cronograma, à escala dos lotes, às modalidades de contratação, à logística, ao reaproveitamento dos medidores retirados, à arquitetura tecnológica e à combinação entre soluções de capital e de operação. A retirada integral desses custos do modelo eliminaria o incentivo para que essas decisões fossem realizadas de forma eficiente.

258. O tratamento dos efeitos da digitalização sobre a produtividade está sendo discutido de forma mais ampla no âmbito da revisão do componente Pd do Fator X, objeto do Relatório de AIR nº 2/2026-STR/ANEEL (CP nº 20/2026)^[6]. O relatório reconhece que gastos associados à digitalização, à medição inteligente, à automação e à resiliência podem elevar os custos operacionais e de capital sem aumento proporcional do mercado faturado no curto prazo. A revisão procura recalibrar os incentivos diante dessas transformações, preservando, contudo, os fundamentos do regime de regulação por incentivos e evitando o repasse integral dos custos realizados.

259. A alternativa recomendada no referido relatório prevê atualização anual do componente Pd e sua definição a partir da combinação de 50% da produtividade do segmento de distribuição com 50% da produtividade individual da concessionária. A produtividade individual considera conjuntamente a evolução dos produtos e dos insumos, incluindo custos operacionais e custos de capital. Desse modo, eventual redução de produtividade decorrente da realização de investimentos e despesas associados à medição inteligente será parcialmente refletida no Pd da distribuidora e, consequentemente, na atualização intraciclo de sua Parcela B.

260. Essa abordagem considera a transformação tecnológica de maneira agregada, abrangendo simultaneamente CAPEX, OPEX, mercado e benefícios operacionais. A segregação prévia de determinadas despesas no COR ou na PTF impediria que fossem observados os efeitos compensatórios da digitalização, como a redução posterior de custos de leitura, deslocamentos, corte e religação, atendimento, inspeções e combate às perdas. Também poderia gerar assimetria entre despesas e benefícios, caso os custos fossem retirados do *benchmarking*, mas os ganhos operacionais permanecessem integralmente refletidos nos resultados da empresa.

261. Adicionalmente, a adoção cumulativa dos mecanismos sugeridos nas contribuições poderia produzir sobreposição regulatória. O aumento dos custos associado ao *rollout* poderia reduzir a produtividade individual e, por consequência, o Pd aplicado à distribuidora e aumentar a tarifa, ao mesmo tempo em que os mesmos custos seriam excluídos do benchmarking, segregados na PTF ou reconhecidos em conta específica. Nessas condições, um mesmo fenômeno econômico poderia ser considerado por mais de um instrumento tarifário.

262. A evidência disponível também não demonstra que a expansão da medição inteligente produza necessariamente perda de eficiência operacional. No caso da própria COPEL, por exemplo, a eficiência central apurada no *benchmarking* passou de 82,84%, na janela de apuração de 2018-2020 (Submódulo 2.2 do Proret Versão 5.0^[7]), para 99,65%, na janela 2022-2024 (DESPACHO Nº 3.793/2026^[8]).

263. No mesmo período geral, os dados da base de medidores^[9] indicam que o número de medidores inteligentes da concessionária passou de 4.855 unidades, em 2018, para 1.061.373 unidades, em 2024, equivalentes a aproximadamente 19,8% de seu parque total. A expansão mais expressiva ocorreu justamente entre 2022 e 2024, período considerado na apuração em que a empresa alcançou eficiência de 99,65%. Esses resultados não permitem atribuir o ganho de eficiência à digitalização, mas demonstram que a ampliação do parque inteligente não implica necessariamente afastamento da fronteira de eficiência ou penalização da distribuidora pioneira.

264. Também não foi identificada, nas análises específicas do Relatório de AIR, a perda de produtividade. Os resultados não afastam a possibilidade de pressões suficientes para justificar a exclusão geral e automática dessas despesas do COR

265. Diante do exposto, as contribuições que propõem expurgar do *benchmarking* o reconhecimento apartado, segregar previamente os efeitos da digitalização na P

266. A preocupação setorial quanto aos efeitos econômicos da modernização é do Fator X, que considera conjuntamente a evolução dos produtos, dos custos de produtividade individual da distribuidora. Essa solução permite acomodar parte dos riscos, o *benchmarking* setorial e os incentivos à gestão eficiente.

267. Da mesma forma, não se acolhe a proposta de exclusão automática dos Regulatórios nem seu reconhecimento em componente específico da Parcela B. Os gerenciáveis ou que produzam distorção necessária no *benchmarking*. A experiência observada da COPEL, ao contrário, evidencia melhora de eficiência durante o período de expansão mais intensa de seu parque de medição inteligente.

III.6.3 Encaminhamento Proposto

268. Assim, os custos e benefícios da implantação deverão ser considerados pelas distribuidoras em suas respectivas análises de custo-benefício, observadas as especificidades das áreas de concessão. Seu tratamento tarifário, contudo, permanecerá submetido às metodologias regulatórias aplicáveis aos custos operacionais, aos investimentos e ao componente de produtividade do Fator X, não sendo instituído mecanismo automático de neutralização ou repasse apartado.

III.7 Opção pela fatura digital

III.7.1 Resumo das contribuições

269. De acordo com as contribuições da CP nº 1/2026, existe um amplo consenso de que a fatura digital traz ganhos de eficiência operacional, sustentabilidade ambiental (redução do uso de papel e das emissões na logística) e transparência. Há convergência de que a fatura digital deve ser o modelo padrão (*opt-out*) para unidades que receberem medidores inteligentes.

270. As distribuidoras CPFL Energia, EDP Brasil, Enel Brasil, Copel, Celesc-D e Grupo Equatorial apresentam posição unificada favorável ao faturamento digital padrão (*opt-out*). A Enel Brasil defende, inclusive, estender o modelo para os parques de medidores inteligentes já instalados no país.

271. De um lado, a ABRADEE, a CPFL Energia, a EDP e a Enel Brasil apoiam integralmente a fatura digital como padrão (*opt-out*), mas divergem da minuta da ANEEL quanto à gratuidade do retorno ao papel. Essas instituições propõem incluir o envio de fatura impressa no rol dos serviços cobráveis (art. 623 da REN nº 1.000/2021), sinalizando o custo real da escolha individual.

272. Em outra direção, a ANACE aceita a fatura digital como preferencial, mas estabelece salvaguardas inegociáveis: manutenção da fatura física sem ônus adicional e proteção a consumidores vulneráveis. Ressalta que o envio de PDF não equivale a faturamento digital estruturado, exigindo padronização de layout e dados auditáveis por código.

273. O CONSELPA adota postura mais conservadora, defendendo que a fatura digital seja disponibilizada no modelo *opt-in* (opcional), sob a justificativa de abarcar as dificuldades de inclusão digital e a realidade social dos consumidores.

274. Já a ABSOLAR defende que não haja exclusão entre físico e digital, garantindo ao consumidor o direito ao recebimento em múltiplos canais/endereços eletrônicos para gestão de créditos de Geração Distribuída (GD), com metas de disponibilidade mínima de 95% para os portais digitais.

275. A empresa de tecnologia Fattureweb critica a imposição de escolha excludente entre meio físico e digital pelas distribuidoras e a falta de flexibilidade de envio. Reclama de bloqueios operacionais de portais e defende a obrigatoriedade de liberação de dados via APIs padronizadas (JSON/XML com SLA > 95%) para automatizar a auditoria de faturas de clientes com múltiplas unidades.

III.7.2 Análise das Contribuições

276. As contribuições acima revelam um certo alinhamento em torno da adoção da fatura digital como padrão para consumidores que receberem medidores inteligentes, restando divergências principalmente sobre a forma de implementação, as salvaguardas aos consumidores e a eventual cobrança pelo retorno à fatura impressa.

277. Observa-se que distribuidoras CPFL, EDP, Enel Brasil, Copel, Celesc e Grupo Equatorial e a ABRADEE defendem explicitamente o modelo *opt-out*, no qual a fatura digital passa a ser a opção padrão, cabendo ao consumidor solicitar o retorno ao formato impresso. Concorde-se com essa manifestação das distribuidoras, considerando os benefícios operacionais e ambientais associados à digitalização, tais como redução de custos de impressão e entrega, diminuição do consumo de papel, menor emissão de carbono na logística e maior disponibilidade de informações em ambiente digital.

278. Além disso, o próprio contexto de implantação da medição inteligente reforça a coerência dessa transição. O medidor inteligente representa uma etapa de digitalização da relação entre distribuidora e consumidor, permitindo acesso remoto a dados de consumo, novas modalidades tarifárias e integração com canais digitais de atendimento. Nesse sentido, manter a fatura digital como padrão é compatível com os objetivos de modernização e eficiência perseguidos pela política pública.

279. Importa ressaltar que a redução dos custos com leitura, um dos principais benefícios da medição inteligente, pressupõe que a distribuidora não enviará mais funcionário mensalmente à unidade consumidora. Caso se mantenha o padrão de fatura física, essa realidade não ocorrerá, pois ainda que a distribuidora realize a leitura remotamente, ela será obrigada a entregar a fatura física na unidade consumidora. Pode-se alegar que existe a possibilidade de enviar a fatura impressa por correio, mas essa solução não se mostra mais barata do que custo de continuar enviando o funcionário à unidade consumidora mensalmente.

280. Por outro lado, as contribuições também demonstram preocupação legítima com aspectos de inclusão e proteção do consumidor. A ANACE destaca a necessidade de preservar a possibilidade de recebimento da fatura física sem prejuízo aos consumidores vulneráveis, enquanto o CONSELPA defende um modelo *opt-in*, fundamentado nas limitações de acesso digital ainda existentes em determinados segmentos da população.

281. Já a ABSOLAR e a Fattureweb enfatizam que a digitalização não deve restringir o acesso às informações de faturamento, defendendo múltiplos canais de disponibilização dos dados e maior interoperabilidade dos sistemas.

-STR/ANEEL, relação robusta e estável entre expansão da medição inteligente e as de custos em determinados projetos, mas não fornecem fundamento empírico à TF.

stos operacionais relacionados à implantação, instituir conta de controle para seu estabelecer período de carência para sua incorporação não são aceitas.

cida, mas será tratada de forma sistêmica pela metodologia do componente Pd onais e dos custos de capital, com atualização anual e incorporação parcial da itos da digitalização no período intraciclo, preservando o compartilhamento de

os de desmobilização do PMSO utilizado no modelo de Custos Operacionais ientos apresentados não demonstram que esses custos sejam integralmente não

282. Sobre essas contribuições, concorda-se que os consumidores devem com o retorno da fatura física sem que isso implique em custos adicionais. Portanto, a melhor lhe atende, o físico, o digital ou os dois. Nesse sentido, já foi prevista a distribuidora, da fatura física de 20% aos consumidores que receberão a medição

ser o protagonista da decisão. Quando entenderem melhor, poderão optar pelo a ora proposta não retirará a prerrogativa do consumidor escolher o modelo que CB, quando da abertura da CP nº 1/2026, o custo da eventual entrega, pela inte.

283. Por fim, quanto à contribuição da Enel Brasil de que o modelo de fatura digital medição inteligente, entende-se que a contribuição deve ser aceita. Nesse caso inteligente estejam sujeitos à mesma regra quanto à forma da fatura.

passar a ser o padrão inclusive para os consumidores que já tiverem recebido a o princípio da isonomia, de tal forma que todos os consumidores com medição

Loading...

III.7.3 Encaminhamento proposto

284. Considerando as contribuições recebidas, entende-se que a alternativa mais inteligente passem a receber sua fatura de forma digital como padrão, sendo do (

brada para a regulação é permitir que os consumidores que receberem medição dor a decisão final sobre retornar à fatura impressa, sem custo ao consumidor.

285. Nesse contexto, deve ser emitida disposição normativa tornando a fatura digital padrão para os consumidores que receberem e que já tiverem a medição inteligente.

III.8 Diretrizes para o Plano de Implantação

III.8.1 Resumo das contribuições

286. De forma geral, os agentes apoiaram a necessidade de alinhamento entre a regulamentação da ANEEL e o novo marco ministerial, mas divergiram quanto ao ritmo, à abrangência e aos critérios de priorização da implantação.

287. A ABRADDEE, a ADELAT, a ABIAPE e a ABGD defendem a harmonização estrita do regulamento da ANEEL com a Portaria Normativa MME nº 111/2026. Solicitam regras claras para a execução do ciclo inicial de 2% ao ano com garantia de reconhecimento tarifário pleno.

288. Além disso, a ABRADDEE e a ADELAT sustentam que as distribuidoras devem ter discricionariedade operacional para selecionar as zonas prioritárias. Defendem a priorização de áreas contíguas e clusters adensados para reduzir custos logísticos e otimizar a infraestrutura de telecomunicações.

289. As distribuidoras Enel, Neoenergia, CPFL, CEMIG, EDP, Copel, Light, Equatorial e Energisa pedem que a ANEEL regulamente de imediato o ciclo de 2% ao ano (2026–2028) e postergue novas metas para após a entrega das ACBs em fevereiro de 2028.

290. Ademais, as distribuidoras Amazonas Energia, Light e Grupo Equatorial propõem o reconhecimento de Sistemas de Medição Centralizada (SMC) e redes blindadas em áreas de alto risco social/vandalismo como parte válida dos planos.

291. Já a ANACE entende que a implantação deve ser direcionada prioritariamente aos segmentos com maior benefício líquido comprovado e propõe governança com consulta pública da ACB locais. A ABRADDEE ressalta que o plano de implantação não pode ser utilizado como pré-requisito ou entrave à migração de consumidores de baixa tensão para o Mercado Livre (ACL) ou Tarifa Branca.

292. Os Conselhos como CONSELPA, CONCEPA, Cotel e Energisa Minas Rio defendem que a troca seja atrelada ao fim da vida útil dos medidores antigos para evitar o encargo de ativos não depreciados na tarifa. O Conselho da Cotel propõe fasear a implantação: Fase 1 para consumidores ≥ 1 MWh/mês (2,5% das UCs que somam 25% do consumo BT); Fase 2 para > 600 kWh/mês; e Fase 3 para massificação.

293. As comercializadoras Comerc e Tyr Energia defendem que os planos de implantação permitam ultrapassar a meta de 2% quando fundamentado na ACB e que sejam sincronizados com o cronograma de modernização tarifária (Tarifa Branca/CP 46/2025).

294. Empresas de tecnologia e telecomunicações Qualcomm, TIM, Telefônica defenderam que o plano deve prever a migração e coexistência de tecnologias celulares IoT (NB-IoT/LTE-M/5G) diante do desligamento das redes 2G/3G, garantindo longevidade mínima de 10 anos sem custos repetidos.

295. A Solfacio defende a priorização de consumidores com geração distribuída, considerados os principais beneficiários da infraestrutura inteligente. Propõe ainda o programa *Bring Your Own Meter* (BYOM) para permitir que terceiros/consumidores adquiram medidores certificados, aliviando o CAPEX da distribuidora.

296. Em síntese, as contribuições convergem para a necessidade de um processo de implantação gradual, economicamente eficiente e alinhado às diretrizes da Portaria Normativa MME nº 111/2026. Os principais temas recorrentes foram a flexibilidade operacional das distribuidoras, a garantia de recuperação dos investimentos, a priorização de áreas e segmentos com maior benefício econômico, a proteção dos consumidores contra aumentos tarifários excessivos e a utilização da infraestrutura de medição inteligente como elemento habilitador da modernização do setor elétrico e da abertura do mercado varejista de energia.

III.8.2 Análise das contribuições

297. Quanto às contribuições que defendem a harmonização do ato normativo da ANEEL com a Portaria Normativa MME nº 111/2026 e que solicitam regras claras para a execução do ciclo inicial de 2% ao ano com garantia de reconhecimento tarifário pleno, destaca-se que, conforme tem sido exposto nessa nota técnica, as disposições normativas da ANEEL estarão plenamente alinhadas com as disposições emanadas pelo MME. Como já destacado anteriormente, a Agência acelerou o andamento da presente atividade exatamente para levar clareza aos agentes. Não foi por outra razão que o estabelecimento de requisitos mínimos ganhou curso próprio, e já se encontra próximo da etapa de decisão.

298. No que se refere ao ciclo inicial de 2% ao ano, essa obrigatoriedade não será tratada no presente trabalho. Em nenhum momento dessa atividade se cogitou obrigar a instalação de medição inteligente sem prévia elaboração de ACB. Reforça-se que é elaboração da ACB que garantirá que o investimento nos novos equipamentos não acarretará elevados impactos tarifários aos consumidores. Adicionalmente, a ANEEL sempre entendeu que a realidade regional e especificidades de cada distribuidora deve ser respeitada, o que indica que um percentual único para todas as distribuidoras não se lastreia em fundamentos técnicos.

299. Além disso, conforme se verá adiante, a ACB elaborada pelas distribuidoras deverá estar concluída até fevereiro de 2028, momento em que a instalação do ciclo de 2% ao ano já estará concluída. Portanto, o escopo do presente trabalho não abrange o período em que as distribuidoras estarão obrigadas a instalar os 2% de medidores ao ano.

300. No que tange à discricionariedade operacional para selecionar as zonas prioritárias, implantando primeiro em áreas contíguas e clusters adensados para reduzir custos logísticos e otimizar a infraestrutura de telecomunicações e em segmentos específicos de consumidores, a exemplo da MMGD, concorda-se com a manifestação.

Caberá à distribuidora eleger as áreas e os segmentos de consumidores prioritários e consumidores específicos.

301. A respeito da relação com a abertura de mercado ou Tarifa Branca, regi considerou essas atividades quando da proposta de requisitos mínimos dos m mercado eficiente e a aplicação de tarifas horários. Demais decisões sobre esses

302. Quanto o reconhecimento de Sistemas de Medição Centralizada (SMC) e esse tema foi tratado anteriormente nessa nota técnica. Na estimativa do benefi todos os itens de custos necessários, ou, alternativamente, poderão diminuir o p poderão considerar aspectos regionais e especificidades de sua área de atuação

303. Sobre o faseamento da implantação conforme fim da vida útil dos equipame distribuidora quando da elaboração de seus planos de implantação. O mesm tecnológica, ou seja, caberá a distribuidora escolher o melhor caminho.

304. Por fim, importa destacar que a ACB e o plano de implantação deve ser tornado público e deve ser encaminhado para a ANEEL. A implantação não dependerá de aprovação prévia, mas a avaliação da Agência ou dos agentes interessados quanto a eventuais ausências, erros ou imprecisões, quando devidamente justificados, obrigam as distribuidoras a corrigirem o trabalho realizado.

III.8.3 Encaminhamentos propostos

305. No que tange ao fluxograma para elaboração por parte das distribuidoras de suas ACB e correspondentes planos de implantação de sistemas de medição inteligente, a minuta de resolução normativa contemplará seção específica para estabelecer diretrizes básicas. Inicialmente, em conformidade com a Portaria Normativa MME nº 111/2025, é estabelecido o prazo de até 29 de fevereiro de 2028 para que as distribuidoras encaminhem à ANEEL a primeira ACB elaborada. Importa ressaltar que a referida ACB deve observar as diretrizes apresentadas, ainda como proposta, na presente fase da CP nº 1/2026.

306. Na hipótese de a primeira ACB ser positiva, a distribuidora deve seguir para a elaboração do correspondente plano de implantação de sistemas de medição inteligentes. Do contrário, sendo a primeira ACB negativa, a proposta estabelece que a distribuidora deve elaborar ACB consecutivas a cada ano, a partir de 29 de fevereiro de 2028, até que a primeira ACB positiva seja elaborada. Após a primeira ACB positiva e a implementação do respectivo plano de implantação, qualquer expansão do parque de medição inteligentes no futuro deve ter como base em nova ACB positiva, seguindo as mesmas diretrizes aplicáveis à primeira ACB.

307. Após cada ACB positiva, a distribuidora terá até 180 dias para encaminhar à ANEEL o plano de implantação de sistemas de medição inteligentes correspondente. Em nenhum caso haverá necessidade de aprovação prévia da ANEEL para que a distribuidora inicie a fase de implementação do plano de implantação, desde que este seja baseado em ACB positiva, conforme as diretrizes da Agência.

308. Por fim, a minuta de resolução normativa também estabelece diretrizes para a publicidade de documentos e para o monitoramento da implementação. A regulação específica que a distribuidora deve dar publicidade aos seguintes documentos: (i) ACB positivas e negativas encaminhadas à ANEEL; (ii) planos de implementação correspondentes às referidas ACB positivas; e (iii) relatórios de acompanhamento.

309. Os referidos relatórios decorrem da obrigação regulatória trazida na minuta de resolução que dispõe que as distribuidoras devem monitorar os projetos assim que eles entrarem na fase do respectivo plano de implantação. Tal monitoramento ocorrerá por meio da elaboração de relatórios anuais contendo informações mínimas pré-definidas e seus envios à Agência em até 90 dias após a conclusão de cada ano do projeto.

III.9 Demais itens da Portaria Normativa MME nº 111/2025 que devem constar no ato normativo da ANEEL

310. Além dos dispositivos já tratados anteriormente nessa nota técnica, o art. 4º-A da Portaria Normativa MME nº 111/2025, alterada pela Portaria Normativa MME nº 126/2026, que trata da elaboração da ACB pelas distribuidoras, possui as seguintes disposições:

“Art. 4º-A.

...

§ 1º A elaboração das ACBs, de que trata o caput, deverá observar as seguintes diretrizes gerais:

...

II - apresentar abordagem comparativa de cenários, considerando a implementação massiva em toda a área de concessão e em apenas partes dela, contemplando o custo de oportunidade de soluções alternativas, bem como análises de risco, sensibilidade e distributiva de cada uma;

...

IV - apresentar resultados de forma clara e objetiva por meio de indicadores de viabilidade econômica expressos em termos monetários;

...

§ 4º A Aneel deverá incorporar na base regulatória, conforme regulação, os investimentos prudentes que, com base na ACB, apresentarem benefícios maiores do que os custos.”.

311. Portanto, o ato normativo a ser emitido pela ANEEL deve conter também essas disposições.

III.10 Interface com a CP nº 16/2026, que trata de encargo fixo destinado à cobertura dos custos comerciais

312. Conforme já tratado anteriormente nessa NT, a ANEEL elaborou sua ACB com base na visão da concessão/permissão de distribuição, e as distribuidoras devem adotar a mesma visão em suas ACBs. Portanto, os benefícios e os custos devem ser estimados considerando os efeitos percebidos pelos acionistas das distribuidoras e pelos seus consumidores, à luz da regulação econômica e tarifária.

313. No que tange à CP nº 16/2026, ela trata de proposta de regulamentação relativa ao método de definição de encargo fixo destinado à cobertura dos custos comerciais na estrutura tarifária aplicável aos consumidores de baixa tensão. Os itens de custos comerciais considerados na proposta dizem respeito às faturas e aos medidores de energia. Portanto, os dois processos se comunicam.

314. Por essa razão, a interface entre as duas atividades já foi abordada naquela CP. É o que se verifica nos itens 237 a 239 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 01/2026-STR/STD/ANEEL:

“237. Na análise de Custos e Benefícios para substituição do parque se que é possível o consumidor perceber a redução na fatura, e a dis se definir a Parcela B da distribuidora, seria considerado o encarg Parcela B. Deve ser somado um financeiro relacionado ao não faturar

238. Complementar ao ajuste acima, no momento de definição das poderia ser adotado por um período, por exemplo 5 anos, garantin período, se aplicariam as regras ordinárias.

239. O importante é que a Alternativa 4, ao permitir ao consumi complementar à discussão da CP 01/2026. Deve-se entender como benefícios individuais.”.

ção, considera-se a redução de custos com leitura e entrega da fatura. Entende- ra manter o benefício da redução de custo. Para tal, nos processos tarifários, ao o medidor inteligente. Tal procedimento ajustaria a componente econômica da troativo devido à adoção da fatura digital.

seria feita a diferenciação de mercado entre formas de fatura. Tal procedimento io a viabilidade de substituição da troca do parque de medição. Passado este

Loading...
deber uma redução na fatura ao migrar para o faturamento digital, deve ser ar a substituição do parque de medição de modo que o consumidor perceba os

315. Portanto, a proposta sobre custo comerciais busca garantir que os consur percebam benefícios individuais em equilíbrio com a garantia da viabilidade da substituição do parque medição, o que indica que não há alterações a serem feitas no presente processo em decorrência da proposta discutida na CP nº 16/2026.

316. Contribuições relativas ao tema de encargo fixo para os custos comerciais devem ser debatidas no âmbito daquele processo.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

317. O conteúdo desta nota técnica tem como fundamento legal e normativo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; o Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; a Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019; a Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024; a Portaria Normativa MME nº 111/2025, de 18 de junho de 2025; e a Portaria Normativa MME nº 126/2026-MME, de 28 de janeiro de 2026.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

318. 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 investigar a necessidade e a forma mais adequada para intervenção da ANEEL relativa ao tema de implantação de medição inteligente no segmento de distribuição.

319. No âmbito da primeira fase da CP nº 1/2026, foi disponibilizado para contribuições da sociedade o Relatório de AIR, contemplando os critérios para realização da ACB e do plano de implantação das distribuidoras e os requisitos mínimos dos sistemas de medição inteligentes. Com os subsídios recebidos nessa etapa e diante da publicação superveniente da Portaria Normativa MME nº 126/2026, conclui-se a fase de análise das contribuições dessa CP. Esta Nota Técnica, portanto, apresenta minuta de norma para apreciação na fase da CP em relação às diretrizes gerais para elaboração de ACB e para o plano de implantação da medição inteligente e em relação à adoção da fatura digital.

320. Com base no exposto, recomenda-se que:

- (i) seja instaurada a 3ª fase de Consulta Pública, por meio de intercâmbio documental e com duração de 45 dias, com o objetivo de receber contribuições para aprimoramento da minuta de resolução que versa sobre diretrizes gerais para elaboração da ACB e do plano de implantação da medição inteligente e sobre a adoção da fatura digital pelas unidades consumidoras que receberem a medição inteligente, no âmbito da atividade regulatória “TRV23-07”; e
- (ii) que esta nota técnica e arquivos associados sejam disponibilizados no âmbito da 3ª fase da Consulta Pública, os quais seguem em anexo a esta nota técnica.

(Assinado digitalmente)
AILSON DE SOUZA BARBOSA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais

(Assinado digitalmente)
TIAGO MESQUITA DE GODOY
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
Coordenador de Regulação Econômica

(Assinado digitalmente)
RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerência de Regulação e Tarifas de Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

14/10/2026, 13:57

SEI/ANEEL - 0478227 - Nota Técnica Conjunta

(Assinado eletronicamente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

[1] Registros de reuniões constantes do processo 48500.902339/2024-11.

[2] Documento SEI nº 0360018.

[3] Documento SEI nº 0368790.

[4][4] DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL

[5] Vide alínea "b" do § 1º do Art. 4º-A da Portaria Normativa MME nº 111/2025, altera a Portaria Normativa MME nº 126/2026.

[6] [RAIR-Fator-X | PDF]

[7] [Preret_Sub...en20251121 | PDF]

[8] [SEI_046942...pacho_3793 | PDF]

[9] Planilha "medidores.xlsx" da CP nº 20/2026

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Victor Queiroz Oliveira, Especialista em Regulação**, em 09/10/2026, às 11:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 09/10/2026, às 12:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 13/10/2026, às 09:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Regulação e Tarifas de Distribuição**, em 13/10/2026, às 10:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Tiago Mesquita de Godoy, Especialista em Regulação**, em 13/10/2026, às 11:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 13/10/2026, às 11:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Renato Eduardo Farias De Sousa, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 13/10/2026, às 11:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Ailson De Souza Barbosa, Especialista em Regulação**, em 13/10/2026, às 11:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0478227** e o código CRC **4BCB504A**.

Referência: Processo nº 48500.902339/2024-11

SEI nº 0478227

https://sei.aneel.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?2kzIdPuJRKzvKvnsxjKKY4M9Ta2XJq5jmjdkRolzLI...

22/22