NOTA TÉCNICA

Contribuição à Consulta Pública nº 16/2026 - ANEEL

Modernização Tarifária: Substituição da Franquia Mínima por Encargo Fixo (Custo Comercial) e as Melhores Práticas Internacionais

Instituto Mulheres na Regulação

Katia Rocha[1]
Michelle Holperin[2]
Ana Luiza Calil[3]
Camila Villard Duran[4]
Patrícia Pessoa Valente[5]

Sumário Executivo

O Instituto Mulheres na Regulação (IMR) manifesta-se favoravelmente à modernização da estrutura tarifária de baixa tensão proposta na Consulta Pública nº 16/2026 da ANEEL e à adoção da Alternativa 2 como modelo de referência nesta etapa inicial, com a substituição da atual franquia mínima por uma tarifa fixa comercial diferenciada pelo número de fases e com medidor eletrônico como padrão.

A proposta representa avanço em direção a uma estrutura tarifária mais transparente e aderente ao princípio da causalidade de custos, ao separar da parcela volumétrica custos comerciais que, em larga medida, não variam com o volume de energia consumido.

A reforma é particularmente oportuna diante das transformações em curso no setor elétrico brasileiro. A abertura do mercado, a expansão dos recursos energéticos distribuídos, a digitalização das redes, a medição inteligente e o desenvolvimento de tarifas horárias exigem estruturas tarifárias capazes de identificar com maior precisão os custos associados aos diferentes serviços prestados pelas distribuidoras.

[1]Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: katia.rocha@mulheresnaregulacao.com
[2]Diretora Presidente do Instituto Mulheres na Regulação. Email: michelle.holperin@mulheresnaregulacao.com
[3]Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: ana.calil@mulheresnaregulacao.com
[4]Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: camila.villard-duran@essca.fr
[5]Diretora do Instituto Mulheres na Regulação. Email: patricia@pessoavalente.com.br

Nesse sentido, a CP 16/2026 deve ser compreendida como parte da Agenda de Modernização Tarifária da ANEEL e implementada de forma coordenada com as demais iniciativas regulatórias em curso, especialmente as relativas à nova Tarifa Branca e à medição inteligente.

A proposta também converge com as melhores práticas internacionais, que privilegiam tarifas de rede custo-refletivas, transparentes e não discriminatórias, com adequada alocação dos custos entre os diferentes usuários. Essa orientação ganha especial importância diante da expansão da micro e minigeração distribuída.

A geração própria pode produzir benefícios que devem ser corretamente valorados, mas não elimina os custos comerciais e de utilização da rede. O IMR considera, portanto, adequada a aplicação da tarifa fixa aos consumidores de MMGD participantes do SCEE, reduzindo transferências implícitas de custos aos demais consumidores e reforçando os princípios de isonomia e causalidade de custos. Essa posição é coerente com a contribuição anteriormente apresentada pelo IMR à TS nº 23/2025, que defendeu a evolução do net metering volumétrico integral em direção ao net billing e a explicitação dos custos e benefícios associados à MMGD.

A maior aderência das tarifas aos custos deve ser conciliada com objetivos distributivos explícitos. Por essa razão, o IMR apoia a manutenção da franquia mínima para a subclasse residencial baixa renda, preservando a proteção conferida pela Tarifa Social de Energia Elétrica. Da mesma forma, recomenda uma calibração inicial moderada da tarifa fixa e o monitoramento de seus impactos sobre consumidores de menor consumo não abrangidos pela Tarifa Social.

O IMR recomenda ainda que as Alternativas 3 e 4, que introduzem diferenciações relacionadas à tecnologia do medidor e à forma de entrega da fatura, sejam tratadas como possibilidades de evolução posterior do modelo. A modernização da medição deve considerar que os medidores inteligentes geram benefícios sistêmicos e que o regime regulatório precisa oferecer incentivos adequados aos investimentos digitais, inclusive mediante mecanismos compatíveis com seus ciclos tecnológicos e com a preservação dos incentivos à eficiência da regulação por price-cap.

Por fim, o IMR destaca a importância da participação dos usuários, da comunicação e do monitoramento durante a implementação. A consulta aos usuários prevista pela ANEEL para estruturas tarifárias específicas deve constituir instrumento efetivo de governança, com apresentação clara dos impactos sobre diferentes perfis de consumidores e transparência quanto às contribuições recebidas. A implementação da tarifa fixa deve ser gradual, previsível e coordenada com as demais iniciativas da Agenda de Modernização Tarifária.

Em síntese, o IMR recomenda:

- **favorável à adoção da Alternativa 2, tarifa fixa comercial diferenciada pelo número de fases, com medidor eletrônico como padrão, como modelo de referência nesta etapa inicial;**
- **manutenção da franquia mínima para a subclasse residencial baixa renda**, preservando a proteção conferida pela Tarifa Social de Energia Elétrica;
- **aplicação da tarifa fixa aos consumidores de MMGD participantes do SCEE**, em observância aos princípios de isonomia e causalidade de custos, uma vez que a geração própria ou líquida não elimina os custos comerciais associados à unidade consumidora;
- **consulta efetiva aos usuários, acompanhada de comunicação clara sobre a nova estrutura tarifária**;
- **tratamento das Alternativas 3 e 4 como etapas posteriores e flexíveis, articuladas à expansão da medição inteligente**;
- **implementação coordenada com a modernização da medição, as tarifas horárias e as demais reformas do modelo tarifário.**

1. Preâmbulo Institucional

O Instituto Mulheres na Regulação apresenta contribuição à Consulta Pública nº 16/2026 da Agência Nacional de Energia Elétrica, parabenizando o regulador pela iniciativa de submeter ao debate público um tema estrutural para a modernização da tarifa de baixa tensão: a substituição do modelo de franquia mínima por uma tarifa fixa mensal destinada à recuperação dos custos comerciais associados aos serviços prestados pelas distribuidoras.

A abertura da Consulta Pública nº 16/2026, fundamentada no Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto (RAIR) nº 01/2026-STR/STD/ANEEL e na Nota Técnica Conjunta nº 8/2026-STR-STD/ANEEL, demonstra compromisso institucional com o aperfeiçoamento contínuo da regulação tarifária e com a incorporação de evidências técnicas e de experiência comparada ao desenho regulatório. Ao submeter a matéria ao escrutínio público, a ANEEL fortalece a legitimidade de suas decisões e promove ambiente regulatório mais previsível e fundamentado.

O Instituto Mulheres na Regulação ("IMR") é uma organização da sociedade civil sem fins lucrativos ou partidários, de caráter técnico e independente. O IMR não é financiado por agentes regulados ou empresas do setor elétrico e atua com autonomia intelectual e institucional. Atua no debate público regulatório com base em evidências empíricas, análise comparada e alinhamento às melhores práticas internacionais. Como entidade do terceiro setor, buscamos ampliar a participação técnica qualificada nos processos decisórios regulatórios, contribuindo para decisões mais transparentes, proporcionais e fundamentadas. Atuamos orientados pelos princípios de eficiência econômica, coerência regulatória, justiça tarifária e estabilidade institucional.

É nesse espírito de colaboração técnica que apresentamos as considerações a seguir.

2. Razão para a Intervenção

A proposta submetida à CP 16/2026 justifica-se pela ausência de correspondência entre a forma de cobrança vigente e a natureza econômica dos custos que ela pretende recuperar. Atualmente, os custos comerciais das distribuidoras, como leitura do medidor, emissão e entrega da fatura e custos associados à medição, são recuperados por meio da tarifa volumétrica, cobrada em R$/kWh, embora dependam fundamentalmente do número e das características das unidades consumidoras e, em larga medida, não variem com o volume de energia consumido.

Esse descasamento gera duas distorções complementares, ambas identificadas no RAIR nº 01/2026. Primeiro, uma ineficiência alocativa: para consumidores cujo consumo está abaixo do patamar da franquia mínima, 30, 50 ou 100 kWh, conforme o número de fases da conexão, o custo marginal de utilizar uma unidade adicional de energia é nulo, reduzindo o incentivo ao uso eficiente da energia. Segundo, uma transferência de custos entre diferentes perfis de consumidores: como os custos comerciais não variam proporcionalmente ao consumo, sua recuperação por meio de uma tarifa volumétrica faz com que consumidores de maior consumo contribuam proporcionalmente mais para a recuperação desses custos, enquanto consumidores de consumo reduzido podem contribuir menos do que o custo comercial associado ao seu atendimento.

Adicionalmente, os atuais patamares da franquia mínima, 30, 50 e 100 kWh, são caracterizados pelo próprio RAIR como convenções normativas, sem parametrização que os vincule aos custos específicos de disponibilidade do sistema ou de gestão comercial. O relatório registra ainda que esses valores remontam à Portaria MME nº 378, de 26 de março de 1975, e que não há registro da justificativa que levou à sua definição. A permanência desses parâmetros por mais de cinco décadas reforça, portanto, a necessidade de reavaliar a forma de recuperação dos custos comerciais à luz da estrutura atual do setor elétrico.

3. Contexto Regulatório

A CP 16/2026 integra o Ciclo 1 do Plano de Revisão do Modelo Tarifário da ANEEL, definido a partir da Tomada de Subsídios nº 11/2024, e deve ser lida em conjunto com outras iniciativas em curso na mesma agenda de modernização, notadamente a **Consulta Pública nº 046/2025 (Nova Tarifa Branca ou Tarifa Inteligente) e a Consulta Pública nº 001/2026 (requisitos para a medição inteligente).**

O próprio RAIR nº 01/2026 reconhece essa interdependência ao propor que o valor da tarifa fixa seja incorporada como parâmetro de construção da nova Tarifa Branca e ao condicionar a diferenciação por tecnologia de medidor ao ritmo de substituição do parque de medição, tema também em debate na CP 001/2026.

Esse conjunto de iniciativas se insere, por sua vez, no ciclo mais amplo de **modernização do setor elétrico brasileiro consolidado pelas Leis nº 15.235/2025 e nº 15.269/2025**, que redesenham o **equilíbrio entre proteção ao consumidor vulnerável, abertura de mercado e transparência na alocação de encargos e subsídios setoriais**. É recomendável que a implementação do encargo fixo comercial seja acompanhada e avaliada em articulação com essas demais iniciativas, dado que a eficácia da medida depende, em parte, de fatores que estão fora de seu escopo

direto, como o ritmo de digitalização das faturas e a evolução da própria Tarifa Branca.

4. Objetivo Pretendido pela CP 16/2026

O objetivo da proposta, tal como identificado no RAIR nº 01/2026, é **reforçar o princípio da causalidade de custos: cada componente da tarifa deve ser cobrado de quem efetivamente gera o custo correspondente**. Ao segregar o custo comercial (leitura, faturamento e medição) da parcela volumétrica, a ANEEL busca **(i) reduzir a distorção alocativa hoje existente, (ii) aumentar a transparência da composição tarifária para o consumidor final e (iii) criar um sinal econômico mais adequado para a adoção de tecnologias de digitalização**, como a fatura digital e os medidores inteligentes.

Trata-se, portanto, de uma **medida de arquitetura tarifária e não de arrecadação adicional**. A proposta não cria um custo novo, apenas **redistribui**, entre os consumidores, a forma de recuperação de um custo que já integra a tarifa de energia elétrica.

5. Alternativas Avaliadas pelo Regulador

O RAIR nº 01/2026 avaliou cinco alternativas: manutenção do status quo (Alternativa 0), ajuste apenas dos cálculos internos da franquia mínima (Alternativa 1), criação de um encargo fixo mensal uniforme por número de fases, com medidor eletrônico como padrão (Alternativa 2), o mesmo encargo diferenciado pela tecnologia do medidor, eletrônico ou inteligente (Alternativa 3), e a Alternativa 3 acrescida de diferenciação pela forma de entrega da fatura, impressa ou digital (Alternativa 4).

A própria análise de risco elaborada pela Agência classifica as Alternativas 0 e 1 (manutenção da franquia mínima) como de nível de risco global "Alto", em razão da incompatibilidade estrutural desse modelo com tarifas horárias e recursos energéticos distribuídos (risco R3, classificado como crítico) e da escalada do subsídio cruzado associado à micro e minigeração distribuída (risco R2, também crítico). As Alternativas 2, 3 e 4, por sua vez, são classificadas com nível de risco "Médio", e o próprio relatório recomenda a Alternativa 2 como padrão para todas as distribuidoras, deixando as Alternativas 3 e 4 condicionadas à decisão de cada distribuidora de substituir seu parque de medição.

O IMR concorda com essa hierarquização e reforça, à luz da experiência internacional adiante detalhada, dois pontos de calibração adicionais.

Em primeiro lugar, **a diferenciação da tarifa fixa por tecnologia de medidor (Alternativas 3 e 4) deve, de fato, ser tratada como estágio posterior e opcional, e não como modelo padrão nesta etapa**. O próprio RAIR identifica, corretamente, o **risco de que o consumidor associe a instalação do medidor inteligente a um encargo mais elevado**, o que pode gerar desincentivo à modernização setorial (risco R10) precisamente no momento em que a Agência busca acelerar essa transição por meio da CP 001/2026.

Em segundo lugar, quanto ao valor do encargo fixo, a comparação internacional apresentada no próprio RAIR indica **grande dispersão entre países**: os valores europeus médios situam-se em torno de US$ 15,5 por mês, os norte-americanos em torno de US$ 12,5, enquanto Chile e Colômbia, mercados de contexto socioeconômico mais próximo ao brasileiro, apresentam valores médios da ordem de US$ 3,2.

O próprio relatório reconhece que os valores latino-americanos são a referência mais comparável. Os valores simulados pela ANEEL para 2024 (R$ 4,82 para conexões monofásicas, R$ 6,31 para bifásicas e R$ 9,37 para trifásicas) estão, de fato, **alinhados a essa referência**, o que sustenta a razoabilidade da calibração inicial proposta e reforça a recomendação de que reajustes futuros sejam conduzidos com a mesma prudência.

6. Proteção aos Consumidores Vulneráveis e Tratamento da MMGD

O IMR manifesta concordância com a decisão da ANEEL de não aplicar a tarifa fixa à subclasse residencial baixa renda nesta etapa, preservando a estrutura tarifária volumétrica com franquia mínima para esse grupo. A decisão é coerente com a política de proteção ao consumidor vulnerável reforçada pela Lei nº 15.235/2025 e com a preocupação identificada no Parecer nº 0024/2019/PFANEEL/PGF/AGU quanto aos efeitos da adoção de uma tarifa binômia sobre a base de incidência do desconto da Tarifa Social de Energia Elétrica. O próprio RAIR observa que as alterações promovidas pela Lei nº 15.235/2025 acentuam essa preocupação e conclui ser mais adequado não propor, neste momento, alterações à tarifa social. Trata-se, ademais, de calibração compatível com mecanismos destinados a mitigar a regressividade das parcelas fixas, evitando efeitos desproporcionais sobre os consumidores mais vulneráveis.

Quanto aos consumidores de micro e minigeração distribuída participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o IMR considera adequado o encaminhamento de aplicação da tarifa fixa também a esse grupo. A existência de

geração própria não elimina os custos comerciais associados à unidade consumidora nem a utilização dos serviços da distribuidora. Como reconhece o próprio RAIR, o consumidor participante do SCEE continua demandando os serviços e a infraestrutura da distribuidora independentemente do saldo líquido de energia, e a não recuperação desses custos contribui para sua redistribuição aos demais consumidores.

Nesse sentido, a aplicação da tarifa fixa aos consumidores de MMGD participantes do SCEE reforça os princípios de isonomia e causalidade de custos, ao assegurar que consumidores que permanecem conectados e demandam serviços comerciais contribuam para a recuperação dos custos correspondentes, independentemente da quantidade líquida de energia faturada. A medida contribui, assim, para reduzir o subsídio cruzado associado especificamente à recuperação dos custos comerciais, evitando sua transferência para os demais consumidores.

7. Boas Práticas Internacionais: Tarifas Custo-Refletivas, Redução de Subsídios Cruzados Injustificados e Participação dos Usuários

A proposta em análise converge com as melhores práticas internacionais para tarifas de rede, que estabelece, como princípio central, a exigência de que as **tarifas de distribuição sejam cost-reflective, ou seja, reflitam os custos efetivamente incorridos pelo operador de rede**.

Nos termos do artigo 59(1)(a) da Diretiva (UE) 2019/944, por exemplo, cabe às autoridades reguladoras nacionais fixar ou aprovar as tarifas de distribuição, ou suas metodologias, segundo critérios transparentes. Igualmente, no artigo 18 do Regulamento (UE) 2019/943, que complementa a Diretiva, determina que os encargos de rede sejam **cost-reflective, transparentes, não discriminatórios e não incluam custos vinculados a objetivos de política pública alheios à prestação do serviço de rede propriamente dito**.

Esse princípio assume particular relevância diante da expansão dos recursos energéticos distribuídos. As melhores práticas evoluíram no sentido de assegurar que diferentes categorias de usuários da rede, inclusive consumidores com geração própria, estejam submetidas a **estruturas tarifárias que reflitam adequadamente os custos e benefícios associados à sua utilização do sistema, evitando subsídios cruzados injustificados.** A geração distribuída pode produzir benefícios econômicos e sistêmicos que devem ser corretamente valorados, mas sua existência não elimina os custos associados à disponibilidade e à utilização da rede e aos serviços prestados pelo operador. A adequada separação desses componentes constitui, portanto,

condição importante para conciliar os incentivos à geração distribuída com os princípios de **causalidade de custos, isonomia e justiça tarifária**.

Essa orientação é coerente, ainda, com a discussão conduzida pela própria ANEEL na Tomada de Subsídios nº 23/2025, relativa à valoração dos custos e benefícios da MMGD e à regulamentação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022.

Conforme destacado pelo IMR na sua contribuição à TS 23/2025, a expansão e a maturidade alcançadas pela MMGD tornam necessária a evolução dos modelos de compensação, **com a superação do net metering volumétrico integral em direção ao net billing, de forma a explicitar a valoração da energia injetada e os custos associados ao uso da rede, reduzindo transferências implícitas entre consumidores e reforçando a transparência e a causalidade de custos.**

É necessário que consumidores com geração própria tenham adequadamente valorados tanto os benefícios proporcionados ao sistema quanto os custos associados à utilização da rede, evitando dupla cobrança, mas também a subalocação de custos ou sua transferência indevida aos demais consumidores. Essa posição é consistente com a aplicação da tarifa fixa aos consumidores de MMGD participantes do SCEE defendida nesta contribuição, na medida em que os custos comerciais associados à unidade consumidora permanecem existentes independentemente do saldo líquido de energia faturado.

Igualmente relevante é a participação dos usuários no processo de definição e implementação de estruturas tarifárias e regulatórias flexíveis. A Nota Técnica acerta ao prever que propostas específicas das distribuidoras sejam precedidas de **consulta aos usuários**, abrangendo não apenas a modalidade tarifária proposta, mas também o respectivo plano de comunicação. Essa orientação converge com **princípios de transparência e participação presentes nas melhores práticas internacionais**. Nesse sentido, embora não trate especificamente da definição de tarifas, o artigo 32 da Diretiva (UE) 2019/944 prevê a **participação dos usuários pertinentes em decisões relacionadas aos serviços de flexibilidade e determina que os operadores de distribuição consultem os usuários da rede sobre seus planos de desenvolvimento**, com publicação dos resultados da consulta. Em matéria de planejamento da transmissão, o artigo 51 **reforça o mesmo princípio ao exigir consulta aberta e transparente aos usuários efetivos ou potenciais da rede e divulgação de seus resultados**.

O IMR considera, portanto, positiva a incorporação desse mecanismo pela ANEEL e recomenda que a consulta aos usuários constitua requisito efetivo para a adoção de estruturas tarifárias específicas pelas distribuidoras. Para que não se limite a uma etapa meramente formal, a consulta deve apresentar, de maneira acessível, **a estrutura tarifária proposta, seus fundamentos e os impactos esperados sobre**

diferentes perfis de consumidores, bem como o respectivo plano de comunicação. Recomenda-se, ainda, assegurar transparência quanto às contribuições recebidas e à forma como foram consideradas na proposta final. **Quanto maior a flexibilidade conferida às distribuidoras para diferenciar estruturas tarifárias, maior deve ser a transparência, a participação dos usuários e a prestação de contas no processo decisório.**

8. Recuperação do investimento em medição e regime de price-cap

O IMR chama atenção para um ponto técnico adicional, tratado no Anexo III do RAIR nº 01/2026, que merece acompanhamento pela Agência durante a implementação da nova estrutura tarifária: os **incentivos à realização de investimentos em medição no contexto do regime regulatório aplicável às distribuidoras**. As simulações de Taxa Interna de Retorno apresentadas no relatório indicam que a substituição de medidores realizada no início do ciclo tarifário pode não gerar remuneração suficiente para atingir o WACC regulatório até a revisão tarifária subsequente, em razão da chamada "blindagem da Parcela B". Esse descasamento temporal pode **reduzir os incentivos à modernização** do parque de medição justamente no momento em que a ANEEL busca acelerar sua digitalização por meio da CP 001/2026.

A questão deve ser analisada em conjunto com os desafios mais amplos da remuneração de investimentos digitais no regime de *price-cap*. Conforme destacado pelo IMR em sua contribuição à CP 001/2026, **ciclos tarifários relativamente longos e critérios de depreciação concebidos para ativos tradicionais podem reduzir os incentivos à adoção de tecnologias digitais**, caracterizadas por ciclos tecnológicos mais curtos. **Essa discussão já começa a ser incorporada à agenda regulatória brasileira. No contexto do Decreto nº 12.068/2024, que estabeleceu diretrizes para a prorrogação das concessões de distribuição, a Consulta Pública nº 27/2024 da ANEEL introduziu a discussão sobre instrumentos de maior flexibilidade regulatória, incluindo a possibilidade de reconhecimento mais ágil de investimentos relevantes por meio de revisões intra-ciclo e a adoção de critérios de depreciação compatíveis com a vida útil tecnológica de ativos digitais, como os medidores inteligentes.**

A modernização do regime regulatório deve, portanto, contemplar mecanismos capazes de compatibilizar o reconhecimento dos investimentos com a natureza desses ativos, preservando simultaneamente os incentivos à eficiência inerentes à regulação por *price-cap*.

A introdução da tarifa fixa para recuperação dos custos comerciais pode contribuir para conferir maior transparência e aderência à causalidade de custos na remuneração da atividade de medição. Isso não significa, contudo, que o custo incremental da implantação de medidores inteligentes deva ser integralmente atribuído ao consumidor individual que recebe o equipamento. Como destacado pelo IMR na CP 001/2026, a experiência internacional reconhece que a medição inteligente constitui infraestrutura habilitadora da modernização da rede e produz benefícios sistêmicos, como maior observabilidade, redução de perdas, melhoria da gestão operacional, viabilização de novas modalidades tarifárias e integração mais eficiente de recursos energéticos distribuídos. Por essa razão, em diversas jurisdições, os investimentos são incorporados à base de ativos das distribuidoras e recuperados por meio das tarifas de rede, distribuindo seus custos entre os consumidores beneficiados pela modernização do sistema.

9. Implementação, monitoramento e avaliação

O IMR recomenda que a estratégia de implementação da medida observe três eixos, alinhados às boas práticas de governança regulatória e às próprias preocupações identificadas pela ANEEL no RAIR nº 01/2026.

- **Comunicação e transparência:** a viabilidade da medida depende de o consumidor compreender que a tarifa fixa não representa, por si só, a criação de um novo custo, mas uma alteração na forma de recuperação de custos que já integram a estrutura tarifária. O próprio RAIR identifica como risco relevante a percepção equivocada de aumento de preço e destaca a comunicação como instrumento central para a aceitação pública e para a própria modernização tarifária. Recomenda-se, portanto, que a implementação seja precedida de estratégia de comunicação clara, capaz de explicar a separação entre as parcelas fixa e volumétrica e seus efeitos sobre diferentes perfis de consumo.

- **Gradualismo, previsibilidade e monitoramento:** a implementação e a atualização do valor da tarifa fixa devem observar critérios estáveis, transparentes e previamente conhecidos, evitando alterações abruptas e permitindo o acompanhamento de seus efeitos distributivos. O monitoramento deve contemplar, em particular, os impactos sobre consumidores de menor consumo não enquadrados na Tarifa Social, a evolução dos subsídios cruzados associados à MMGD e a adesão às novas estruturas tarifárias. O próprio RAIR prevê indicadores específicos para alguns desses efeitos, incluindo o percentual de consumidores sujeitos a impactos relevantes e o acompanhamento do subsídio cruzado associado à MMGD.

- **Coordenação com a Agenda de Modernização Tarifária:** a eficácia da medida depende de sua articulação com as demais iniciativas de modernização em curso, em especial a CP 001/2026, relativa à medição inteligente, e a CP 046/2025, relativa às tarifas horárias. Essa coordenação é reconhecida pelo próprio RAIR, que recomenda que a tarifa fixa não seja implementada de forma isolada e destaca os custos de adaptação dos sistemas comerciais e de faturamento das distribuidoras. Recomenda-se, nesse sentido, que a ANEEL dê transparência ao cronograma e às interdependências entre essas iniciativas, permitindo o monitoramento integrado da Agenda de Modernização Tarifária.

10. Síntese e posicionamento institucional

A Consulta Pública nº 16/2026 representa avanço tecnicamente fundamentado na modernização da estrutura tarifária de baixa tensão, ao propor a substituição de uma convenção normativa estabelecida em 1975 por **mecanismo de recuperação dos custos comerciais mais aderente ao princípio da causalidade de custos.**

A proposta converge com a evolução internacional em direção a tarifas de rede mais transparentes e custo-refletivas e se insere em processo mais amplo de modernização do setor elétrico brasileiro, que envolve a abertura do mercado, a digitalização das redes, a expansão da medição inteligente, o desenvolvimento de tarifas horárias e a crescente participação dos recursos energéticos distribuídos.

O Instituto Mulheres na Regulação manifesta-se favorável à adoção da Alternativa 2, tarifa fixa comercial diferenciada pelo número de fases, com medidor eletrônico como padrão, como modelo de referência nesta etapa inicial.

O IMR considera igualmente adequada a possibilidade de evolução posterior para estruturas mais flexíveis, inclusive aquelas contempladas nas Alternativas 3 e 4, desde que sua adoção seja tecnicamente fundamentada, precedida de consulta aos usuários e articulada à modernização do parque de medição.

Nesse contexto, o IMR recomenda que a implementação observe os seguintes princípios:

- **manutenção da franquia mínima para a subclasse residencial baixa renda**, preservando a proteção conferida pela Tarifa Social de Energia Elétrica;

- **aplicação da tarifa fixa aos consumidores de MMGD participantes do SCEE**, em observância aos princípios de isonomia e causalidade de custos, uma vez

que a geração própria ou líquida não elimina os custos comerciais associados à unidade consumidora nem ao sistema;

- **tratamento das Alternativas 3 e 4 como possibilidades de evolução do modelo**, condicionadas à modernização do parque de medição, à adequada avaliação dos custos e benefícios da medição inteligente e à consulta aos usuários;

- **calibração moderada e atualização transparente e previsível da tarifa fixa**, acompanhadas do monitoramento de seus efeitos distributivos e dos subsídios cruzados;

- **coordenação da implementação com as demais iniciativas da Agenda de Modernização Tarifária**, especialmente medição inteligente e tarifas horárias, acompanhada de comunicação clara e efetiva participação dos usuários.

A própria Nota Técnica propõe uma implementação gradual da tarifa fixa comercial, prevendo a definição e publicação de seus valores nos processos tarifários de 2028 e estabelecendo, especificamente para as modalidades Branca e SCEE, sua aplicação nos faturamentos a partir de 1º de janeiro de 2029. A proposta contempla, ainda, a possibilidade de adoção da tarifa fixa em outras modalidades tarifárias, inclusive modalidades específicas propostas pelas distribuidoras, mediante os procedimentos de flexibilização e consulta aos usuários. Esse desenho reforça a conveniência de que a implementação seja conduzida de maneira coordenada, previsível e transparente.

Em síntese, a modernização da tarifa de baixa tensão deve ser compreendida como parte de um **processo gradual e cumulativo de modernização do setor elétrico brasileiro**. A substituição da franquia mínima por uma tarifa fixa comercial constitui passo relevante para tornar a estrutura tarifária mais aderente aos custos efetivamente causados pelos diferentes usuários. Cabe à ANEEL conduzir esse processo de forma coordenada com as demais reformas em curso, assegurando **causalidade de custos, redução de subsídios cruzados injustificados, proteção dos consumidores vulneráveis, participação dos usuários e previsibilidade regulatória**.

11. Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2026). *Nota Técnica Conjunta nº 8/2026-STR-STD/ANEEL*. Processo nº 48500.011409/2026-94. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2026). *Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 01/2026-STR/STD/ANEEL: Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Custo Comercial)*. Processo nº 48500.011409/2026-94. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2024). Tomada de Subsídios nº 11/2024. Revisão do modelo tarifário aplicável aos consumidores de baixa tensão. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2024). Consulta Pública nº 27/2024. Aprimoramentos regulatórios relacionados à prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, no contexto do Decreto nº 12.068/2024. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2025). Tomada de Subsídios nº 23/2025. Valoração dos custos e benefícios da micro e minigeração distribuída e regulamentação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2025). Consulta Pública nº 46/2025. Modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica: Nova Tarifa Branca/Tarifa Inteligente. Brasília, DF: ANEEL.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2026). Consulta Pública nº 01/2026. Aprimoramentos regulatórios relativos à medição inteligente. Brasília, DF: ANEEL.

European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER (2021). Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Ljubljana: ACER, 21 January 2021.

European Parliament; Council of the European Union (2019). Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. Brussels: Official Journal of the European Union, 2019. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944. Acesso em 13 ago. 2026.

European Parliament; Council of the European Union (2019). Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. Brussels: Official Journal of the European Union, 2019.