



CONGRESSO NACIONAL

EMENDA Nº - CMMPV 1304/2025
(à MPV 1304/2025)

Acrescente-se, onde couber, na Medida Provisória o seguinte artigo:

“Art. Dê-se nova redação ao art. 6º da Medida Provisória nº 1.304, de 11 de julho de 2025, e acrescente-se, onde couber, o seguinte artigo:

I – A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações;

II – Art. 26.....

§ 1º Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição incidentes no consumo de energia elétrica de que tratam os §§1º, 1º-A e 1º-B serão limitados ao valor teto equivalente a R\$ 35/MWh, devendo observar:

I – O valor teto tem por data-base a data de conversão em Lei da Medida Provisória nº 1.304, de 11 de julho de 2025;

II – I – Atualização anual do valor teto pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA);

III – Início de vigência de aplicação do valor teto atualizado a partir de 1º de janeiro de 2031;

IV – Apuração mensal do desconto equivalente conforme informações de consumo de energia elétrica e contratação de uso do sistema de transmissão e distribuição do consumidor, fornecidos pelas transmissoras e distribuidoras;

V – Vigência até o final da outorga do respectivo empreendimento de geração.

§ 2º Art. 6º Ficam revogados: I – os art. 20 e art. 21 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021; e. II – os §§ 1º Q a 1º T do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”



JUSTIFICAÇÃO

A presente proposta de emenda nesta Medida Provisória nº 1.304/2025 endereça o espírito de reduzir os impactos aos demais consumidores pelo custeio do benefício dos consumidores de energia incentivada – bem como os desafios regulatórios/operacionais da lógica de registro de contratos trazidos pela Medida Provisória nº 1.300/2025, que modificou o art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – por uma nova abordagem de janela de transição, e tem como objetivo reformar o mecanismo de desconto nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUST/TUSD) incidentes sobre o **consumo de energia incentivada**, estabelecendo um **valor teto para o benefício**, alinhado com o real valor econômico que esse desconto representa. A medida visa **corrigir distorções que atualmente pressionam o orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, sem impactar a atratividade ou a viabilidade dos empreendimentos de geração incentivada. A proposta **garante uma janela de transição adequada** e gera uma **redução estrutural de cerca de R\$ 4 bilhões por ano na CDE** após a entrada em vigor do valor teto. Na sequência, apresenta-se o detalhamento técnico, econômico e regulatório que embasa esta proposta de alteração legislativa.

O objetivo do redesenho do mecanismo de incentivo via desconto no uso da rede (“fio”) disposto na Medida Provisória nº 1.300/2025 (MP 1.300/25) é reduzir o peso desse subsídio pelos demais consumidores, **através da limitação temporal do custeio lastreada no registro dos contratos até 31 de dezembro de 2025, sem possibilidade de alterações de duração e volume posteriores**. Embora meritória, **tal lógica traz inúmeros problemas e desafios no âmbito regulatório, operacional e de práticas de mercado**, onde se destaca:

As contratações de longo prazo de energia elétrica (maiores que cinco anos) são mais comuns em geral apenas em cargas de elevado porte (grandes indústrias, como mineradoras, siderurgia, etc), perfil de consumidor em segmentos econômicos (muitas vezes competindo no mercado global) que busca previsibilidade de custos sobre grandes blocos de um insumo que tem alta sensibilidade em seu produto final, mas que eventualmente necessita fazer alterações de volume contratual (por exemplo, por mudanças macroeconômicas



ou mesmo por ajustes para refletir a geração autoproduzida verificada). Já consumidores de menor porte no mercado livre (por exemplo, caso do comércio, shoppings, grande varejo, fábricas menores como a indústria têxtil) geralmente atuam em segmentos onde seus produtos seguem outra dinâmica econômica (temporadas/datas comemorativas, variação da temperatura ao longo do ano, etc). Dada esta dinâmica, tal perfil/mercado de consumidores é caracterizado por contratos bem mais curtos (poucos anos ou mesmo apenas meses) e de grande flexibilidade no volume mensal. Tanto em um caso quanto no outro, a proposição pelo registro de volume em contratos de longo prazo em 31/12/25 da MP 1.300/25 para preservação dos benefícios do desconto no “fio” distorcerá o funcionamento do mercado, impossibilitando que tais dinâmicas naturais dos diversos segmentos da economia sejam refletidas mensalmente na contratação de energia incentivada. Em adição, o método de “preservação” dos benefícios da energia incentivada induzido pela MP 1.300/25 (geradores e consumidores buscando registrar contratos tão longos quanto a duração das outorgas das usinas) fará com que o mercado como um todo passe a se expor a relevante risco de contraparte, o que eleva o risco financeiro do mercado de energia de forma sistêmica.

· Visando simplificar a operacionalização do crescente número de cargas de pequeno porte no ambiente livre de comercialização, a Portaria MME nº 50/2022 criou a figura do Comercializador Varejista, agente de mercado responsável por representar esse segmento/perfil de carga menor que 500 kW (que passou a ser denominado “consumidor varejista” e obrigatoriamente só acessa o mercado livre via tal representação) e suas obrigações setoriais frente à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Consumidores varejistas individualmente não possuem contratos registrados na CCEE. Tal responsabilidade passou a ser tarefa de sua comercializadora representante, que agrega dezenas, centenas ou potencialmente milhares de pequenas cargas em um único representante, de forma a evitar que a Câmara ficasse submetida a um exponencial aumento de operações e custos de cuidar de um mercado tão pulverizado. A proposição original da MP 1.300/25 pelo registro dos contratos individuais subverte essa simplificação, trazendo uma complexidade operacional e financeira que tumultuam o saudável funcionamento do mercado.



Há arranjos de autoprodução cuja contabilização não é respaldada por contratos de compra e venda entre a geração e consumo, mas pela verificação do recurso energético gerado (tanto para fins dos próprios repasses de autoprodução quanto dos benefícios da energia incentivada), dada a natureza da operação (gerador e consumidor são, ao fim do dia, o mesmo agente ou grupo de agentes). Ao “travar” em contrato o volume de energia com direito ao benefício do “fio” ao valor do final de 2025, a natural variação da geração autoproduzida deixa de ser passível de ajustes para compatibilização ao consumo mensal, desconfigurando o arranjo de autoprodução via fontes renováveis (por exemplo, em um determinado mês em que houver geração abaixo do contrato registrado em 31/12/25, o autoprodutor ficará impossibilitado de recompor o lastreamento do benefício contratual do desconto no “fio”). Em racional semelhante, tais problemas também passarão a atingir mesmo os modelos de autoprodução que possuem registro de contratos, pois há também a necessidade mensal de contínuos ajustes entre geração e consumo verificados na CCEE.

Por fim, e de particular preocupação, inúmeros geradores de energia incentivada viabilizaram a construção de usinas via contratos de longo prazo com comercializadoras que, por sua vez, realizam contratos de duração mais curta com os consumidores finais ao longo dos anos (dinâmica que é especialmente característica do mercado varejista). A proposta de travar a configuração contratual do final de 2025 inviabiliza tal dinâmica, ameaçando o fluxo e flexibilidade contratual esperado pelas comercializadoras e, por derivação, a financiabilidade dos geradores que respaldam a operação, colocando em grave risco toda a sustentabilidade do setor.

Diante dos problemas da atual redação da MP 1.300/25 elencados, procede-se com a avaliação do mecanismo de benefício do desconto no “fio”, os pontos de melhorias e a proposta para endereçá-los de forma estrutural agora na Medida Provisória nº 1.304/2025.

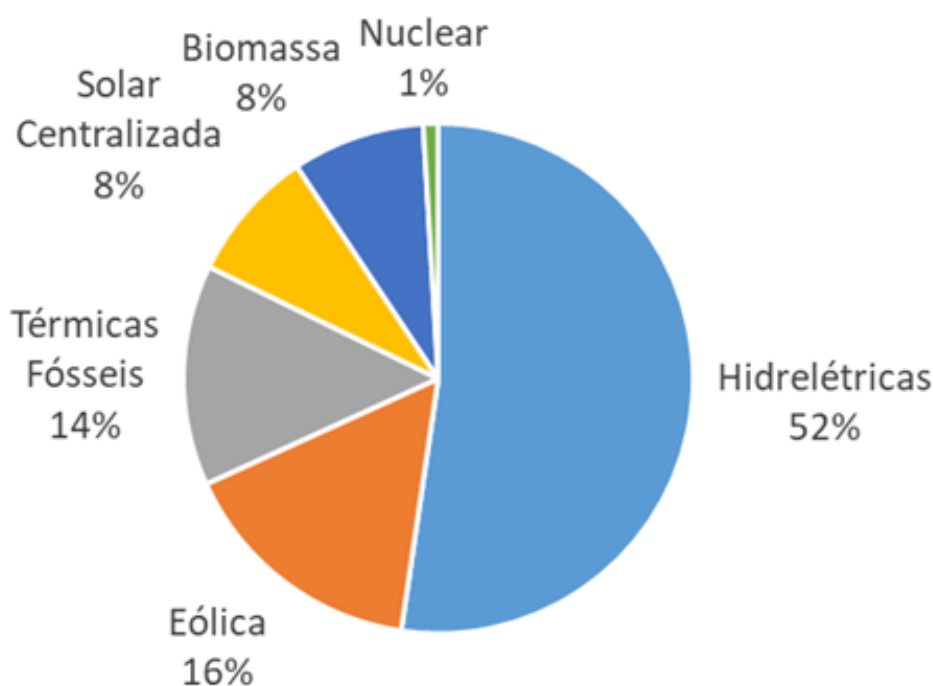
Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidentes na produção e no consumo da energia elétrica proveniente de determinados empreendimentos, representou uma política pública implementada por vários dispositivos legais entre 1998 e 2004



visando incentivar a diversificação de uma matriz elétrica que, à época, era majoritariamente concentrada (mais de 90%) em hidrelétricas de médio/grande porte.

Passadas mais de duas décadas, tais políticas se mostraram exitosas em seus objetivos, sem perder a característica limpa e renovável do parque gerador brasileiro. Em maio/2025, a matriz conta com expressiva participação de capacidade instalada eólica, solar, biomassa e PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas), fontes incentivadas pela política de desconto no uso da rede, como pode ser visto no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Matriz elétrica brasileira com participação por fonte centralizada (maio/2025) (dados ANEEL SIGA)



Os descontos nas tarifas de “fio” (uso da rede), tanto na produção quanto no consumo da energia proveniente das fontes incentivadas citadas, são financiados por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Instituída pela Lei nº 10.438/2002, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas



tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).

Considerando que os objetivos de diversificação da matriz já foram atingidos, inclusive sem mais a necessidade do suporte de leilões de longo prazo no mercado cativo para financiamento (entre as usinas que entraram em operação comercial no Brasil em 2024, 84% foram destinadas ao ambiente de contratação livre, segundo dados da ANEEL), o setor atingiu patamar de maturidade que enseja a revisão e encerramento da política pública de incentivos.

A 1ª parte dessa revisão já foi realizada com a Lei nº 14.120/2021, que criou a janela de provimento das últimas outorgas com direito aos descontos, criando já a sinalização ao mercado (principalmente para o lado geração) sobre o prazo de encerramento de tais benefícios. No entanto, a análise dos impactos às tarifas de energia elétrica pagas por todos os brasileiros levanta a necessidade de reflexão quanto à incidência de tais descontos de “fio” do lado consumo.

O Gráfico 2 mostra a abertura das rubricas de despesas da CDE 2024. A linha “Descontos Tarifários na Transmissão” é representada em sua maior parte pelo desconto no “fio” dos geradores, que tipicamente se conectam ao sistema interligado nos níveis de tensão mais altos (> 230 kV) da chamada “Rede Básica” (RB). Os valores, embora crescentes, apresentam um comportamento relativamente estável pois as tarifas “fio” da Rede Básica são as mais baixas dentre as redes (transmissão e distribuição). Somente uma parte reduzida dos geradores se conectam em redes de distribuição. Somando os valores em nível de transmissão^[1] (R\$ 2,469 bi) e distribuição (R\$ 0,724 bi) dispostos no Gráfico 2, os descontos dos geradores representaram cerca de R\$ 3,2 bi do total de R\$ 37,2 bi do orçamento da CDE de 2024 (ou 8,6% do total).

Entretanto, o que realmente chama a atenção é a magnitude e velocidade de crescimento da linha “Descontos Tarifários na Distribuição” do Gráfico 2. Dos cerca de R\$ 10,3 bilhões da rubrica, aproximadamente R\$ 8,3 bilhões são causados pelo desconto de “fio” do lado dos consumidores. Em cerca de uma década, o custo total do desconto do lado consumidor de energia incentivada (arcado pelos demais consumidores) saiu de R\$ 586 milhões para os R\$ 8,3 bi



citados, ou cerca de 23% do orçamento total da CDE de 2024. E, como pode ser notado, cada vez mais crescente.

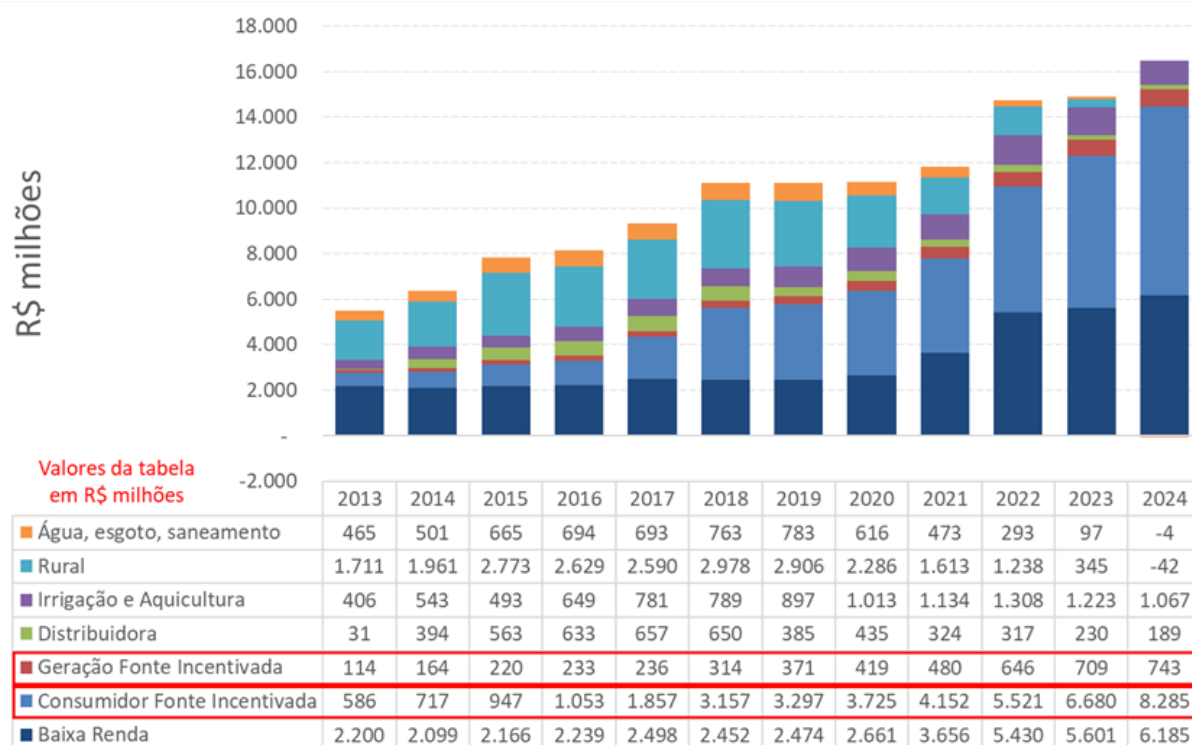
Gráfico 2 – Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2024 (Consulta Pública ANEEL nº 41/2023, Nota Técnica nº 140/2023-STR-SGM-SFF/ANEEL, de 08/11/2023)

[1] É menos usual que consumidores de grande porte da Rede Básica utilizem energia incentivada pois, com o custo de “fio” mais reduzido, a atratividade de pagar o prêmio por tal energia é menor. Por simplificação, assumiu-se que o desconto de “fio” dos geradores na Rede Básica de Transmissão foi responsável pelo total de custos da linha “Descontos Tarifários na Transmissão” no orçamento da CDE 2024.

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)												
DESPESAS	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 - CP
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061	0	236	113	1.084	1.007	139
Universalização - PLoT e Kit Instalação	2.027	875	875	973	1.172	941	1.078	1.142	1.297	1.140	1.624	2.503
Tarifa Social - Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.380	2.661	3.656	5.430	5.601	6.185
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850	690	666	750	898	1.126	1.217
CCC - Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849	6.310	7.489	8.481	11.964	12.000	10.742
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362	8.528	8.494	8.175	9.323	9.285	10.236
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362	914	855	1.042	1.755	2.436	2.469
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179	297	346	384	494	576	688
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9	11	25	18	7	9	9
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indenização de Concessões	0	3.179	4.898	1.242	0	0	0	0	0	0	0	0
Subvenção RTE	386	389	389	310	0	0	0	0	0	0	0	0
Verba MME	0	31	24	27	0	0	0	0	0	0	0	0
Subsídio GD - Lei 14.300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	702	1.681
CDE Eletrobras - Lei 14.182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	620	1.299
Total	14.121	18.074	25.246	18.291	15.989	20.053	20.208	21.912	23.917	32.096	34.986	37.168



Subsídios tarifários na Distribuição



O expressivo impacto é explicado pela dinâmica do mercado de energia incentivada e o valor mais elevado das tarifas de rede, especialmente os dos consumidores conectados em nível de distribuição de média tensão (A4).

A energia incentivada que dá direito ao desconto de 50% (conhecida pelo jargão setorial “i5”) é negociada com um prêmio em relação ao valor da energia convencional, que não dá direito ao desconto no “fio” (proveniente de hidrelétricas e termelétricas). O prêmio é ditado pela dinâmica entre a oferta de energia proveniente das fontes incentivadas e a demanda dos consumidores por usufruir o benefício do desconto. Conforme disposto no histórico recente do Gráfico 3, o citado prêmio da energia incentivada em relação à convencional tem oscilado entre R\$ 30/MWh e R\$ 40/MWh.

Gráfico 3 – Evolução histórica da diferença média entre fonte energia convencional e incentivada c/ 50% (“prêmio”) de desconto no uso da rede (subsistema SE/CO, série A+4) (valores em R\$ mai/25) (dados plataforma DCIDE)





Do lado dos consumidores, o apetite pela energia incentivada (demanda) será ditado pelo benefício observado. Quanto maior o custo do uso da rede, maior o benefício. Consumidores conectados em média tensão de diferentes distribuidoras no país possuem custo de “fio” que varia tipicamente entre R\$ 100/MWh e R\$ 500/MWh. Assim, tais consumidores podem comprar energia incentivada i5 pagando um prêmio entre R\$ 30-40/MWh para observar um benefício de desconto de R\$ 50-250/MWh em suas tarifas de rede.

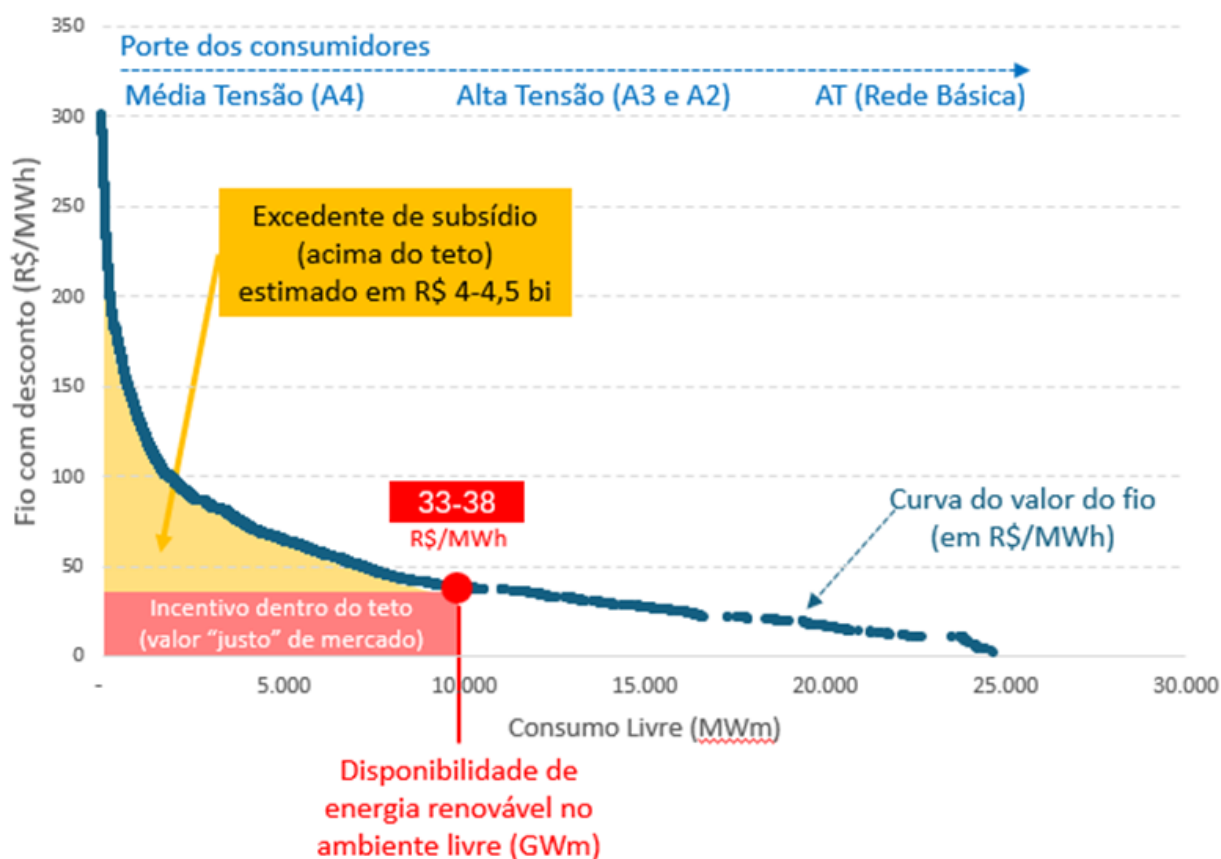
Esta é a dinâmica de um dos principais elementos que pressiona as tarifas de energia, uma vez que a outra metade do custo de “fio” não paga pelos consumidores de energia incentivada é arcada via orçamento da CDE pelos demais usuários. E, como pode ser visto, tais consumidores acabam capturando um benefício muito maior do que o valor “justo” do prêmio da energia incentivada.

O Gráfico 4 mostra visualmente o conceito do valor “justo” da energia incentivada. A curva mostra o cruzamento entre a oferta de energia das fontes que fornecem o direto ao desconto a quem consome sua energia e a demanda vinda dos consumidores no ambiente livre. Em um exercício feito com dados de 2024, tal cruzamento ocorreu entre R\$ 33-38/MWh. Consumidores cujo benefício de desconto de “fio” seja menor que o valor do prêmio da i5 terão menor (ou mesmo nenhum) apetite por consumir tal tipo de energia (ou seja, pagariam mais caro



do que o benefício observado), sendo tipicamente o caso dos consumidores das redes de tensão mais alta. Já os consumidores de nível de média tensão, conforme anteriormente citado, possuem maior apetite por este tipo de energia, uma vez que recebem um benefício maior que o custo de aquisição da i5.

Gráfico 4 – Curva de oferta x demanda relacionando energia incentivada no sistema e desconto no fio no lado consumo (dados de 2024 obtidos na CCEE e ANEEL)



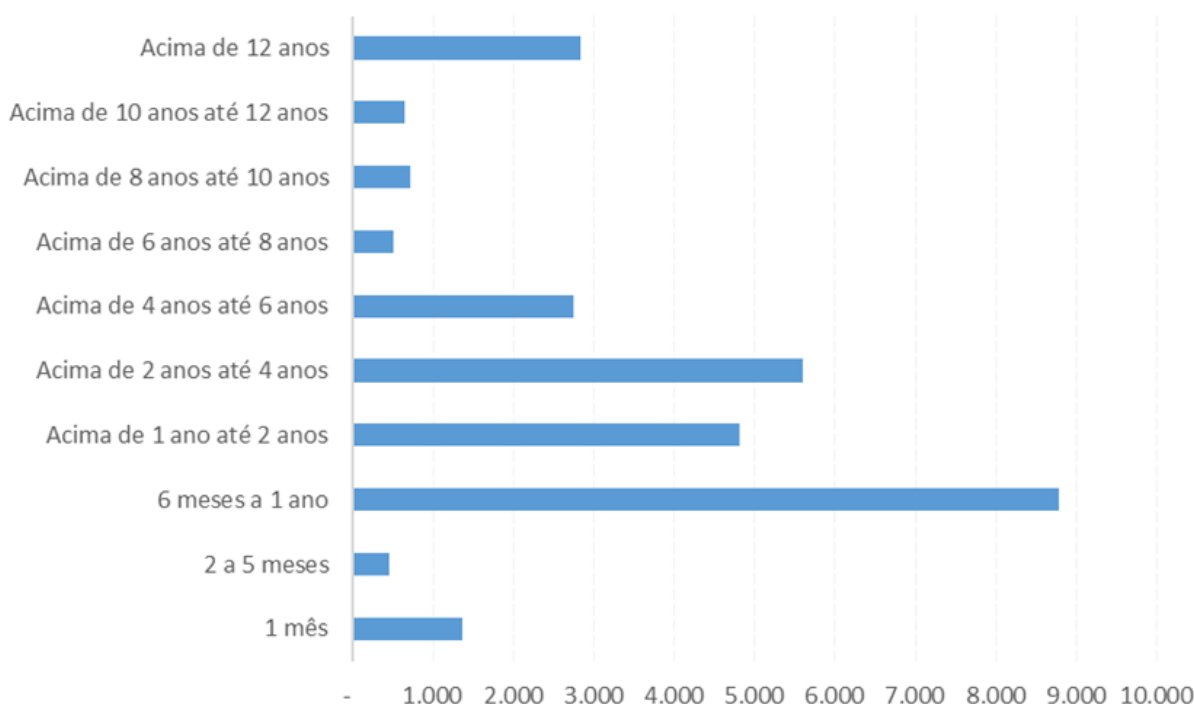
E aqui reside o ponto central da proposta de revisão do benefício. Os geradores incentivados (PCHs, biomassa, eólicas e solares), ao planejarem o investimento nas respectivas fontes, miram a viabilização precificando o desconto no “fio” do lado geração (acesso às redes para escoar a energia produzida) e o benefício do lado consumo que é ditado, conforme anteriormente disposto, pela relação entre a oferta de energia incentivada no mercado e a demanda de consumidores livres por tais benefícios (ou quanto a mais um consumidor topa pagar nesse tipo de energia para receber o desconto no “fio”), que é justamente o “prêmio” em relação à energia convencional.



Os benefícios dos descontos no “fio” acima do valor de mercado da energia incentivada (o chamado “prêmio” da i5) são integralmente apropriados pelos consumidores, especialmente os conectados em média tensão, sem qualquer influência na decisão de investimento ou retorno dos geradores incentivados. Isso caracteriza um **excedente de subsídio**, que não contribui para a expansão do parque gerador, mas apenas representa uma transferência de renda para uma parte do mercado.

Diante disso, e considerando que a política pública de incentivo às renováveis já cumpriu seu papel, propõe-se a **revisão do mecanismo de desconto no uso da rede do lado consumo**, com **garantia de uma janela de transição de cinco anos** visando sinalização antecipada para que os agentes do mercado de energia façam as adequações necessárias. A duração da janela de transição proposta está em linha com as práticas de mercado onde, de acordo com os dados da CCEE dispostos no Gráfico 5, cerca de 80% do volume energético registrado possui tempo remanescente contratual aproximadamente menor que cinco anos.

Gráfico 5 – Quantidade modulada de contratos de compra de Consumidores Livres e Especiais por tempo remanescente em março/2025 (MW médios) (dados CCEE)



Em linha, a proposta estabelece um **teto de R\$ 35/MWh** para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada, valor que representa o prêmio médio de mercado observado nos últimos anos, corrigido anualmente pelo IPCA, **com entrada em vigor para todos os consumidores após transcorrida a janela de transição (vigência a partir de 1º de janeiro de 2031).**

A apuração do benefício será feita com base nas variáveis já existentes na operação do setor — consumo de energia e montante contratado de uso da rede —, o que garante **facilidade de implementação e baixo custo administrativo.** A proposta ainda resguarda a **segurança jurídica**, assegurando uma **janela de transição compatível às práticas de mercado** e que os descontos sejam aplicados até o fim da vigência da outorga da fonte geradora que deu origem ao benefício.

Essa medida garante uma sinalização econômica mais justa e sustentável, evita distorções no mercado livre e **gera uma redução estrutural de cerca de R\$ 4 bilhões por ano na CDE** após a entrada em vigor do valor teto. Esse espaço pode ser revertido em **redução tarifária para todos os consumidores** ou direcionado a **políticas públicas mais eficazes**, como o fortalecimento da Tarifa Social de Energia Elétrica, ampliando o apoio às famílias de baixa renda.

Sala da comissão, 17 de julho de 2025.

Deputado Jadyel Alencar
(REPUBLICANOS - PI)

