

Projeção de efeitos médios 2026

O efeito médio tarifário Brasil supera as estimativas dos índices inflacionários do IGP-M e IPCA. Isso ocorreu principalmente devido ao aumento da CDE (Uso e GD), com impacto nos componentes econômico e financeiro.

+8,0%
efeito Médio
Brasil*

3,1% | 3,9%
IGP-M | IPCA

* sem recurso da UBP

EFETO MÉDIO PARA CADA PARCELA DE MERCADO

0,7% 4,3% 8,0% 10,3% 13,7% 16,5%

PARCELA DE MERCADO

11% 39% 12% 15% 7% 16%

3%

6%

9%

12%

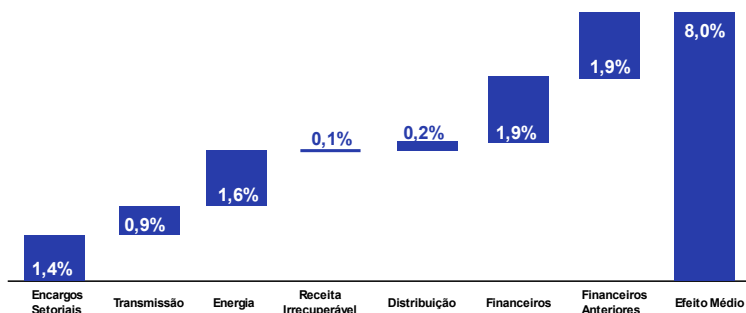
15%

7%

15%

Projeção efeito médio 2026 por componentes

Os componentes financeiros de 2026 e os retirados de 2025 têm, de forma agregada, impacto de 3,8% no efeito tarifário médio Brasil.



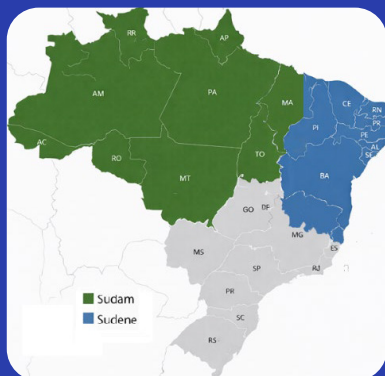
Os principais motivadores do aumento tarifário de 8,0% estão nos seguintes componentes*:

- i) Encargos Setoriais: CDE Uso (+3,0%) e CDE GD (-1,6%);
- ii) Energia: positivos: CCGF (0,7%), CCEAR-Dsp (0,7%); negativo: Itaipu (-0,4%);
- iii) Parcela B: projeções negativas de IGPM no 1º semestre reduzem o efeito; já os processos de revisão tarifária (15 em 2026) têm viés de aumento;
- iv) Financeiros: positivo: CVA-Encargo CDE (2,8%); negativo: devolução do PIS/Cofins (-2,3%);

* Detalhamentos na última página deste boletim.

FIQUE DE OLHO

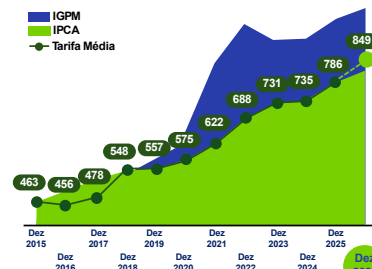
Recursos de UBP serão utilizados para modicidade tarifária de regiões abrangidas pela Sudam/Sudene. Esse valor pode chegar a R\$ 7,9 bilhões com redução média, para os consumidores residenciais, de 10,6% nessas localidades e 2,9% no efeito médio Brasil.



Os consumidores cativos de 21 distribuidoras terão descontos nas suas faturas devido a destinação de recursos a serem recebidos pela repactuação da obrigação de pagamentos de centrais geradoras a título de Uso de Bem Público – UBP, conforme Leis 15.235/25 e 15.269/25. No cenário de adesão de todos os geradores elegíveis, os R\$ 7,9 bilhões representarão uma redução média na tarifa de 10,6% para os consumidores residenciais que estão nas áreas da Sudam/Sudene. Como resultado, pode-se ter uma redução no efeito médio Brasil de até 2,9%. A regra de rateio entre as 21 distribuidoras encontra-se em fase final de análise pela ANEEL.

Tarifa Residencial B1

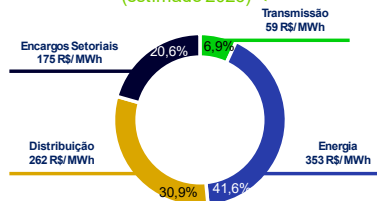
Histórico da Tarifa Média*



* Sem tributos

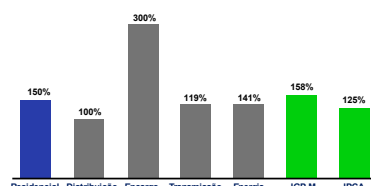
Composição Média

(estimado 2026)



* sobre esses valores há incidência do ICMS e da PIS/Cofins, cujas alíquotas médias (por dentro) foram apuradas em 18,0% e 4,9%, respectivamente.

Residencial x Componentes x Inflação 2011–2026 (estimado)



SUBSIDIÔMETRO

Valores mar/2025-fev/2026 (média móvel)

R\$ R\$ 52.517.449.832,12

Para mais informações acesse:

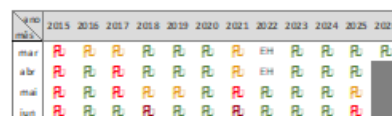
<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/uznatarifa/subsidiometro>

Bandeiras Tarifárias 2060



Bandeira
verde

Março
2026



Histórico de acionamentos de bandeiras dos meses mar-jun.

Fatos Tarifários

Principais eventos que explicam os reajustes realizados e a projeção, além de discussões atuais sobre tarifas.

ANEEL discute critérios de alocação dos recursos referentes às leis 15.235/25 e 15.269/25

Recursos de UBP serão utilizados para modicidade tarifária dos consumidores de regiões abrangidas pela Sudam/Sudene.

Os pagamentos feitos por geradores a título de Uso de Bem Público – UBP são uma fonte de receita da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético. As leis 15.235/25 e 15.269/25 definiram critérios para que os geradores hidrelétricos possam repactuar as parcelas vincendas de UBP. Aqueles que assim decidirem recolherão os valores em parcela única à CDE.

Tais valores arrecadados serão utilizados para modicidade tarifária dos consumidores cativos situados nas regiões abrangidas pela Sudam/Sudene. Distribuidoras específicas do Norte (Amapá, Acre e Rondônia) terão descontos menores no repasse da UBP, pois já receberam descontos em seus últimos processos tarifários devido à repactuação do risco hidrológico (GSF - Generation Scale Factor), previsto na Lei 13.203/15.

O valor máximo passível de repactuação totaliza R\$ 7,9 bilhões (Despacho ANEEL n. 668/2026).

A ANEEL abriu a Consulta Pública 47/2025 para definição dos critérios a serem utilizados para a alocação desses recursos de UBP entre os consumidores. A discussão envolve, primeiramente, a forma de rateio entre as distribuidoras elegíveis e, posteriormente, a forma de distribuição do benefício entre os consumidores atendidos por essas distribuidoras.

As 21 concessionárias que atendem regiões da Sudam/Sudene, cujas tarifas receberão desconto nos processos de 2025 e 2026 são: Amazonas Energia; Energisa AC; Energisa RO; Energisa TO; Equatorial PA; Equatorial CEA; Roraima Energia; Equatorial MA; Enel CE; Equatorial PI; Neoenergia Cosern; Energisa PB; Neoenergia Pernambuco; Equatorial AL; Energisa SE; Sulgipe; Neoenergia Coelba; Energisa MT; Cemig (parcial); EDP ES (parcial) e ELFSM (parcial).

WACC 2026 é publicado pela ANEEL

Taxa de remuneração regulatória para 2026 aumenta para os três segmentos do setor.

A ANEEL promoveu a atualização anual da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (WACC regulatório), com aplicação aos processos tarifários dos segmentos de distribuição, transmissão e geração a partir de 1º de março de 2026. O WACC regulatório após impostos foi fixado em 8,10% para o segmento de distribuição e em 8,00% para os segmentos de transmissão e geração, representando elevações de 0,07 p.p. e 0,11 p.p., respectivamente, em relação ao ano anterior. O WACC é parâmetro econômico importante na regulação tarifária, pois define a remuneração dos investimentos prudentes reconhecidos nas tarifas, influenciando o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e o sinal regulatório para a expansão e modernização da infraestrutura elétrica.

Dois fatores se destacam na formação do WACC regulatório deste ano: a estrutura de capital regulatória e o beta. A estrutura de capital estabelece a proporção regulatória considerada eficiente pela ANEEL entre capital de terceiros e capital próprio das companhias, influenciando o peso de cada fonte de financiamento no cálculo do WACC. O beta, por sua vez, mede a diferença da rentabilidade do setor comparada com as variações do mercado.

Neste ano, o beta estimado foi inferior ao observado no ano anterior, o que indica menor risco e, consequentemente, menor remuneração exigida pelos investidores, contribuindo para a redução do WACC. Em sentido oposto, a estrutura de capital definida para o período é menos alavancada do que a vigente no ano anterior, o que eleva a participação do capital próprio no financiamento das empresas. Como o custo do capital próprio é superior ao do capital de terceiros, esse efeito contribui para a elevação do resultado final do WACC regulatório.

Roraima é interligado ao SIN

Com a Interligação resultou novos custos foram agregados a tarifa do consumidor do estado neste ano, porém no médio prazo é prevista diminuição dos custos de compra de energia da concessão.

A ANEEL definiu como 1º de janeiro de 2026 a data da efetiva interligação do sistema Boa Vista ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Trata-se de medida estruturante de política energética, voltada ao aumento da segurança do suprimento, à redução da dependência de fontes termelétricas mais onerosas e à integração definitiva do estado à matriz elétrica nacional. Com isso, todos os estados brasileiros encontram-se conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Roraima era atendida de forma precária pelo sistema de transmissão da interligação Brasil/Venezuela e por algumas unidades térmicas que foram instaladas em caráter emergencial. A interligação gerou, no curto prazo, repercussões financeiras no processo de Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Roraima Energia. A distribuidora passou a ter obrigações específicas, atribuídas a todas as distribuidoras interligadas ao SIN, dentre elas: Encargo de Serviços do Sistema (ESS)/Encargo de Energia de Reserva (EER)/Encargo de Reserva de Capacidade (ERCAP); Cotas de Angra I e II; Cotas de Proinfa; Cotas relativas às usinas prorrogadas pela Lei nº 12.783/2013 – CCGF, Risco Hidrológico e Custos com a Rede Básica de Transmissão.

Por outro lado, a interligação implicou em redução dos custos com compra de energia uma vez que possibilitou que a Roraima Energia participasse diretamente da comercialização de energia no SIN, mais barata quando comparada ao custo da energia reconhecido na tarifa referente aos contratos de energia do sistema isolado. Ainda há espaço futuro para maior redução desses contratos do sistema isolado, o que implicaria em maior benefício tarifário.

Adicionalmente, a redução desses contratos do sistema isolado implica em redução dos custos com a CCC - Conta de Consumo de Combustíveis, que paga a diferença entre o valor reconhecido na tarifa da Roraima Energia e o real custo dessas usinas. Isso se configura em benefícios tanto para o consumidor da Roraima Energia quanto para o consumidor de todo o Brasil, uma vez que a CCC tem seus custos rateados com todos os consumidores brasileiros.

Lei nº 15.235/2025 altera rateio das usinas nucleares Inclusão dos consumidores livres no rateio de Angra 1 e 2 promove modicidade tarifária aos consumidores cativos.

A Lei 15.235/25 alterou a forma de rateio da energia e dos custos das usinas de Angra 1 e 2. Agora, os consumidores livres também passam a receber energia e custear a receita fixa das usinas, e os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda passam a ser isentos dessa compra compulsória.

A Consulta Pública nº 37/2025 se propõe a definir regras para operacionalização dessa nova forma de rateio dos custos e da energia das usinas, e se encontra em período de análise de contribuições. De forma provisória as regras já estão sendo aplicadas, e contribuem para queda no montante de energia comprada dessas usinas pelas distribuidoras, em virtude de parte da energia estar sendo agora alocada aos consumidores livres.

Tarifa de Itaipu não se altera

Acordo entre Brasil e Paraguai explica estabilidade do valor.

A tarifa de repasse da energia de Itaipu para 2026 permanecerá em US\$ 17,66/kW.mês, repetindo o valor praticado em 2024 e 2025. A estabilidade decorre de um acordo firmado entre Brasil e Paraguai para manter a tarifa nesse patamar durante o triênio.

Para 2026, o Custo Unitário do Serviço de Eletricidade (CUSE) – um dos componentes que formam a tarifa – foi definido em US\$ 19,28/kW.mês. No entanto, o Conselho de Itaipu aprovou a utilização de cerca de US\$ 286 milhões de recursos próprios da usina para cobrir a diferença, permitindo que o valor cobrado do consumidor brasileiro permaneça em US\$ 16,71/kW.mês.

A esse valor soma-se o custo da energia cedida pelo Paraguai – outro componente que forma a tarifa, que se manteve em US\$ 0,95/kW.mês, resultando na tarifa final de US\$ 17,66/kW.mês.

Por fim, alterações recentes no Decreto nº 11.027/2022, que criaram uma Reserva Técnica Financeira, permitiram que o saldo da Conta de Itaipu fosse considerado zerado para fins de repasse tarifário, contribuindo para a manutenção da tarifa no mesmo valor observado em 2025.

Modernização Tarifária

Workshops temáticos debatem a Nova Tarifa Branca.

No âmbito da Consulta Pública nº 46/2025, a ANEEL realizou 3 workshops temáticos sobre a Nova Tarifa Branca entre janeiro e fevereiro de 2026, com o objetivo de aprofundar o debate técnico, setorial e comunicacional sobre a proposta de modernização da estrutura tarifária.

Os encontros reuniram, em momentos distintos, consultorias especializadas em regulação, associações representativas de distribuidoras, consumidores e geração distribuída, além de especialistas em comunicação. Os painelistas contribuíram com análises, percepções, desafios operacionais e estratégias para ampliar a compreensão e a efetividade da Tarifa Branca. As discussões consideraram especialmente o contexto da possível aplicação automática para os clientes de maior consumo. Foram gerados subsídios relevantes para qualificar o processo decisório e fortalecer a transparência regulatória da CP 46/2025. Apresentações e conteúdos dos workshops estão disponíveis no link:

link: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-contudos/apresentacoes/eventos-realizados/eventos-realizados-1/workshops-tematicos-tarifa-branca-cp-46-25>

CDE proposta para 2026 terá impacto tarifário projetado de 4,6%

A rubrica de custo do encargo setorial é responsável pelo maior impacto na projeção de efeitos médios para 2026.

A proposta de orçamento para a CDE 2026, apresentada na Consulta Pública 44/2025, totalizou um valor de R\$ 52,7 bilhões. Desse valor, R\$ 47,8 bilhões são a previsão da CDE-Uso, montante 15,4% maior que o do ano passado. A CDE-Uso é a parcela da CDE custeada pelos consumidores por meio da tarifa de energia elétrica. Importante destacar que a CDE-Uso, a partir de 2026, incorpora a CDE-GD.

Além da cota CDE-Uso, que representa o valor econômico da CDE incorporado à tarifa, há os financeiros de CDE, que são ajustes feitos entre a cobertura tarifária e as variações de custo de CDE relativos ao período de 12 meses passados. Somando-se a CDE-Uso (inclusive a CDE-GD) e respectivos financeiros, a previsão de impacto desse encargo nas tarifas, em 2026, é de 4,6% (econômico: 1,4% - CDE-Uso + CDE-GD); financeiro: 3,2%).

ANEEL disponibiliza relatório sobre devolução de PIS/COFINS nas tarifas

Ferramenta permite acompanhar os valores devolvidos pelas distribuidoras após decisão do STF sobre a base de cálculo dos tributos.

Os consumidores podem acompanhar os valores de PIS/COFINS devolvidos pelas distribuidoras por meio do Relatório “Devolução PIS COFINS”, disponibilizado no site da agência: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/devolucaoPisCofins>.

Em 2017, o Supremo Tribunal Federal – STF decidiu que o ICMS não deveria compor a base de cálculo do PIS e da COFINS. Em decorrência dessa decisão, as distribuidoras ingressaram com ações judiciais para recuperar os valores pagos indevidamente. A partir de 2021, a ANEEL passou a utilizar esses recursos como redutor das tarifas e o tratamento regulatório da matéria foi incorporado à legislação do setor por meio da Lei 14.385/2022.

Em 2025 foi julgado pelo STF o ADI 7324, que atualmente está em processo de análise dos Embargos de Declaração interpostos para que sejam esclarecidos os efeitos e o alcance da decisão.

Os valores recuperados são refletidos nas tarifas à medida que o governo federal efetua o ressarcimento às distribuidoras. Até dezembro/25, cerca de R\$ 51,7 bilhões já foram devolvidos. Em alguns casos, as distribuidoras já concluíram integralmente o repasse. Para as demais concessionárias, ainda permanece um saldo total de R\$ 9,8 bilhões a ser devolvido nos próximos processos tarifários de 2026 e 2027.

Previsão de Efeitos 2026

O efeito médio Brasil estimado para 2026 ficou em 8,0%, valor acima dos índices de inflação projetados do IGP-M (3,1%) e do IPCA (3,9%). O principal motivo foi o valor da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ainda provisório em fase de Consulta Pública (CP n.44/2025). O detalhamento dos efeitos dos componentes é explicado a seguir:

 Distribuição (Parcela B) 0,2%	↓ As distribuidoras que ainda não renovaram suas concessões ou ainda não assinaram aditivo contratual têm sua Parcela B reajustada pelo IGP-M. Para o 1º semestre de 2026, a tendência é de variação negativa desse índice, contribuindo para efeitos negativos desse componente nas concessões com datas de aniversário contratual neste período. ↑ Dos 51 processos tarifários em 2026, 15 serão revisões tarifárias. Observou-se nas revisões tarifárias recentes (últimos 3 anos) aumento significativo da base de remuneração regulatória (da ordem de 65% a 85%). Esta tendência deverá se manter nas revisões deste ano, contribuindo para o aumento do efeito médio Brasil.
 Encargos Setoriais 1,4%	↑ Quotas da CDE (Uso e GD) devido ao aumento dos subsídios tarifários, resultando em efeito combinado de 1,4%. Diminuição dos montantes de energia referente ao PROINFA trazem redução deste encargo, com impacto de -0,3% no efeito médio. Pequeno aumento das quotas de ESS/ERR/ERCAP, impacto ligeiramente positivo. ↓ Diminuição dos montantes de energia referente ao PROINFA trazem redução deste encargo, com impacto de -0,3% no efeito médio. ↑ Pequeno aumento das quotas de ESS/ERR/ERCAP, impacto ligeiramente positivo
 Transmissão 0,9%	↑ Destaca-se o aumento dos Custos de Rede Básica e Fronteira, devido ao aumento das Receitas Anuais Permitidas - RAP das transmissoras em 2025 em relação ao ano anterior. Para 2026 a tendência também será de aumento das RAPs, cujo impacto é de 0,8%.
 Energia 1,6%	↑ Diminuição das Cotas dos Contratos de Garantia Física - CCGF em função da privatização da Eletrobras (atual Axia), elevando os valores médios deste contrato. O impacto no efeito médio Brasil é de 0,7%. ↓ Redução dos custos de Itaipu decorrente da manutenção da tarifa de repasse desde 2024, além da previsão de taxas de câmbio de dólar de 2026 inferiores às do ano passado. O impacto no efeito médio Brasil é de -0,4%. ↑ A tendência de aumento dos preços médios dos Contratos Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, modalidade Disponibilidade, tende a ser superior em relação a 2025, devido à estimativa de regime hidrológico mais desfavorável quando comparado ao ano anterior. O Impacto no efeito é de 0,7%. ↓ A diminuição dos montantes das Cotas de Angra levam a um impacto negativo, porém este potencial foi reduzido em função do aumento do preço de repasse em 2026. Impacto resultante negativo, porém quase nulo.
 Financeiros 3,8% Corrente: 1,9% Anterior: 1,9%	↓ A devolução do passivo de PIS/Cofins, cuja previsão é de aproximadamente R\$6,4 bilhões, impulsiona redução de efeito médio Brasil em 2,3%. ↑ CVA Energia: aumento dos custos referentes aos contratos de CCEARs devido ao regime hidrológico mais desfavorável no biênio 2026/2025, comparado ao 2024/2025. ↑ CVA Encargos: efeito positivo em decorrência do aumento da CDE-Uso em 2026 e da diferença entre o montante preliminar (fase de consulta pública) de 2025 e sua versão final. O impacto no efeito médio Brasil é de 2,8%. ↑ Reversão de Diferimentos negativos de 2025: foi considerada a reversão total para a Equatorial Goiás, e parcial para CEA Equatorial (25%) e Energisa Rondônia (25%). ↓ Reversão de Diferimentos positivos de 2025: foi considerada a reversão total para a CPFL Santa Cruz, e parcial para Enel Ceará (25%) e Energisa Rondônia (50%). ↑ Efeito da retirada dos financeiros do ano anterior em 1,9%.
 Recursos UBP 0,0%	Os recursos de UBP tratados nas leis 15.235/25 e 15.269/25 não estão na estimativa do efeito médio deste boletim. Informa-se que, caso o montante estimado máximo (R\$ 7,9 bilhões) estivessem nessa previsão, o impacto de redução no efeito médio Brasil seria de 2,9%.