

VOTO

5ª Reunião Pública Ordinária

PROCESSO: 48500.030636/2025-38

RESPONSÁVEL: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR

INTERESSADO: Light Serviços de Eletricidade S.A. - Light

RELATOR: Diretor Gentil Nogueira de Sá Júnior

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Light Serviços de Eletricidade S.A. - Light, a vigorar a partir de 15 de março de 2026.

I – RELATÓRIO

1. A Light Serviços de Eletricidade S.A. - Light é concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica sediada na cidade do Rio de Janeiro – RJ e atende aproximadamente 3,96 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 13,28 bilhões.
2. A Tabela I apresenta o número de unidades consumidoras, o consumo mensal de energia e a participação percentual de cada classe consumidora.

Tabela I - Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	3.662.325	792.470	36,6%
Industrial	9.226	818.484	37,8%
Comercial	265.191	254.300	11,7%
Rural	3.007	1.005	0,0%
Iluminação Pública	1.842	38.882	1,8%
Poder Público	12.751	94.789	4,4%
Serviço Público	2.136	57.968	2,7%
Demais classes	879	109.282	5,0%
Total	3.957.357	2.167.180	100%

Erro!

Fonte de referência não encontrada.

Fonte: SAMP – competência Erro! Fonte de referência não encontrada..

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.474, de 17 de junho de 2025, o Reajuste Tarifário Anual da LIGHT de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de -1,67%.
4. Em 3 de julho de 2025, a Light interpôs pedido de reconsideração contra a REH nº 3.474/2025 (SEI nº 0136981), pleiteando: (i) Cálculo da CVA Energia e Glosa de Perdas associados à UTE Norte Fluminense; e (ii) Energia Compensada e Injetada MMDG – SAMP.
5. O pedido foi apreciado pela Diretoria Colegiada da ANEEL, que pelo Despacho nº 742/2026, de 3 de março de 2026, decidiu pelo parcial provimento, assentindo com relação ao pleito de refaturamento da UTE Norte Fluminense.
6. Em 10 de outubro de 2025, a STR solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da LIGHT à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira e de Mercado - SFF¹ e à Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM².
7. Em 10 de novembro de 2025, fui sorteado como relator do processo na 44ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos.
8. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2026 foi encaminhado para os representantes da Concessionária e para os Membros do Conselho de Consumidores em mensagem de 13 de janeiro de 2026.
9. Em 27 de janeiro de 2026, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, verificou-se não haver inadimplências com obrigações intrassetoriais (SEI nº 0295318) que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
10. Por intermédio do Memorando nº 19/2026-SGM/ANEEL, de 13 de fevereiro de 2026 (SEI nº 0292676), a SGM informou que não há contrato bilateral vigente de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Light.
11. Posteriormente, em 22 de fevereiro de 2026, a SFF apresentou a Nota Técnica nº 30 (SEI nº 0295719), na qual analisou o ICMS não compensado em 2025 pela Light, encaminhando o documento à STR para ciência e adoção das providências cabíveis

¹ Memorando nº 126/2025-STR/ANEEL.

² Memorando nº 128/2025-STR/ANEEL.

12. Em 23 de fevereiro de 2026, a STR recebeu o Memorando nº 47/2026-SFF/ANEEL (SEI nº 0296326), com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras e Receitas de UDEROR (Ultrapassagem de Demanda, Excedente de Reativos e Outras Receitas).
13. Em 27 de fevereiro de 2026, a STR apresentou a Declaração de Inadimplência (SEI nº 0295318), na qual concluiu que não há registros de inadimplência relacionados à Light.
14. Em 28 de fevereiro de 2026, a distribuidora protocolou a Carta LIGHT-D-IG-001/2026 (SEI nº 0300085) em que faz considerações acerca dos valores de créditos de PIS/COFINS incorporados ao cálculo tarifário.
15. Em 5 de março de 2026, por meio da Nota Técnica nº 32/2026-STR/ANEEL (SEI nº 0302841), a STR consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da distribuidora no âmbito deste processo.
16. Em 6 de março de 2026, após minha instrução, minha assessoria encaminhou à STR o Memorando nº 20/2026-DIR - GNSJ/ANEEL (SEI nº 0304392), em que solicitou simulação de cálculo alterando-se o valor de crédito de PIS/COFINS considerado no cálculo. Em resposta, a STR encaminhou o Memorando nº 47/2026-STR/ANEEL (SEI nº 0305096), em 9 de março de 2026.
17. Por fim, recebi os representantes da empresa em reunião no dia 9 de março de 2026.
18. É o que se tem a relatar.

II – FUNDAMENTAÇÃO

II.1 DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – PROPOSTA STR

19. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da LIGHT conforme apresentado pela STR na Nota Técnica nº 32/2026-STR/ANEEL conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 3,81%, sendo de 8,80%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 1,73%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela II.

Tabela II - Efeito médio por Subgrupo

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	8,80%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	1,73%
Efeito Médio AT+BT	3,81%

20. Destaca-se, em conformidade com a STR, que o efeito médio nas tarifas de 3,81% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da saída dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior que, por já terem sido compensados, deixam de compor as tarifas a partir da data do reajuste em processamento.

21. A Nota Técnica nº 32/2026-STR/ANEEL detalha os resultados específicos de cada componente tarifária. A seguir, apresento aqueles que mais influenciaram o presente processo.

22. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 6,99%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,28%, conforme Tabela III:

Tabela III - Variação e Participação no IRT das Parcelas

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	9.347.913.442	10.276.192.795	6,99%	71,5%
Encargos Setoriais	2.832.794.584	3.261.429.437	3,23%	22,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	13.154.496	14.674.221	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.814.039.175	2.347.484.543	4,02%	16,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	(11.138.501)	-0,08%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	59.672.471	64.691.051	0,04%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	92.397.094	0	-0,70%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	468.774.238	512.253.369	0,33%	3,6%
PROINFRA	274.981.268	228.258.118	-0,35%	1,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	109.775.842	105.206.635	-0,03%	0,7%
Custos de Transmissão	1.448.993.384	1.655.824.481	1,56%	11,5%
Rede Básica	963.862.475	1.085.007.615	0,91%	7,5%
Rede Básica Fronteira	219.311.574	242.915.890	0,18%	1,7%
Rede Básica ONS (A2)	8.204.778	8.875.727	0,01%	0,1%
MUST Itaipu	64.080.809	70.849.144	0,05%	0,5%
Transporte de Itaipu	103.712.589	139.285.070	0,27%	1,0%
Conexão	89.821.160	108.891.035	0,14%	0,8%
Custos de Aquisição de Energia	4.852.813.452	5.131.839.873	2,10%	35,7%
Receitas Irrecuperáveis	213.312.022	227.099.003	0,10%	1,6%
PARCELA B	3.929.194.580	4.099.029.991	1,28%	28,5%
RT considerando a variação tarifária da RTE	13.277.108.022	14.375.222.786	8,27%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(751.150.427)	-5,66%	
CVA em processamento - Energia		207.159.217	1,56%	
CVA em processamento - Transporte		117.705.422	0,89%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		283.242.594	2,13%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(4.380.968)	-0,03%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		144.065.165	1,09%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		146.842.381	1,11%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		154.725.334	1,17%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		11.528.312	0,09%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(401.247)	0,00%	
Financeiro CDE Eletrobras		(0)	0,00%	
Sobrecontratação		(144.768.270)	-1,09%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.447.447	0,02%	
Reversão de Risco Hidrológico		(396.609.184)	-2,99%	
Risco Hidrológico		468.928.751	3,53%	
Financeiro de Postergação Encargo		(25.178.287)	-0,19%	
Financeiro de Postergação Energia		(185.079.615)	-1,39%	
Financeiro de Postergação Transporte		39.374.290	0,30%	
Financeiro de Postergação Parcela B		105.152.570	0,79%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(806.949)	-0,01%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(5.482.146)	-0,04%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(10.704.963)	-0,08%	
Crédito de PIS/COFINS		(1.653.150.857)	-12,45%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(64.691.051)	-0,49%	
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025		207.369.819	1,56%	
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023		(45.728)	0,00%	
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024		(1.504.801)	-0,01%	
ICMS não compensado na compra de Energia		2.538.375	0,02%	
Pedido de Reconsideração relativo ao RTA de 2025		(149.426.036)	-1,13%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior			1,20%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores			3,81%	

II.2 DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – PROPOSTA RELATOR

II.2.1 Reajuste tarifário da Light de 2025

23. Antes de apresentar minha proposta para o reajuste tarifário de 2026 da Light, é importante trazer um breve histórico do processo tarifário de 2025, que só foi deliberado em definitivo pela Diretoria Colegiada em 17 de junho de 2025, ou seja, 3 meses após o aniversário contratual (15 de março de 2025).

24. O processo foi originalmente pelo eminente Diretor Dr. Fernando Mosna e previa efeito médio calculado pela STR de -11,96%. Considerando este efeito, além da perspectiva de termos um efeito tarifário em 2026 de 9,94%, a distribuidora realizou pedido de diferimento positivo de forma a trazer o efeito médio ao consumidor próximo a 0%.

25. Trazendo uma preocupação sobre a grande volatilidade tarifária, demonstrada inclusive pelo Conselho de Consumidores da companhia, o relator então acatou o pleito da distribuidora. Argumentou na ocasião a possibilidade de processos judiciais e administrativos interferirem nos índices futuros, notadamente a ADI nº 7.324/DF em julgamento pelo Supremo Tribunal Federal – STF.

26. Desta maneira, propôs o relator um diferimento de um componente financeiro positivo equivalente a R\$ 1,6 bilhão, o que levaria o processo tarifário a um efeito de -0,03% em 2025.

27. Na ocasião da deliberação, a então Diretora Substituta Ludimila Silva pediu vista em mesa, trazendo voto alternativo embasado em solicitação do Conselho de Consumidores da Light, propondo diferimento de um componente financeiro positivo equivalente a aproximadamente R\$ 893 milhões, o que levaria a um efeito ao consumidor de -5,76%.

28. Contudo, demonstrando preocupação com relação aos valores considerados do componente financeiro dos créditos de PIS/COFINS, houve novo pedido de vista, desta vez do então Diretor Dr. Ricardo Tili.

29. Durante o período de vistas, a Light notificou o Diretor Tili sobre o Despacho Decisório 262/2025 – DEMAR-RJ/DIRAT/EQAUD/PIS-COFINS, da Receita Federal do Brasil, que deferiu apenas parcialmente a habilitação dos créditos de PIS/COFINS requeridos. Tal decisão conduz a situação de que os valores **já devolvidos ao consumidor da Light acabaram por exceder os valores habilitados pela Receita**, o que será melhor explorado adiante.

30. Desta forma, em reunião da Diretoria realizada em 29 de abril de 2025, votou o Diretor Ricardo Tili para aprovar o reajuste tarifário nos termos da Nota Técnica nº 54/2025-STR/ANEEL, mas excluindo qualquer valor referente aos créditos de PIS/COFINS, considerando a incerteza na ocasião quanto a continuidade de aproveitamento desses créditos pela Distribuidora. Assim, o efeito médio ao consumidor ficaria em -1,67%.

31. Argumentando sobre a inovação inaugurada pelo Diretor Ricardo Tili, e o fato de a informação trazida não ter sido objeto de análise das áreas técnicas, houve novo pedido de vistas, desta vez do eminente Diretor-Geral Dr. Sandoval Feitosa.

32. Ocorre que dado o prolongamento da discussão e a atualização de outros parâmetros do processo tarifário, como a aprovação do orçamento anual da CDE e 2025, a Light apresentou requerimento para que a atualização desses parâmetros já fosse incorporada ao cálculo do seu processo tarifário.

33. Em seu voto, apresentado em reunião da Diretoria em 17 de junho de 2025, o Diretor Geral enfatizou **a clara preocupação da Diretoria Colegiada em assegurar a estabilidade das tarifas da distribuidora**. Isto porque, na ocasião, havia muitas incertezas acerca de aspectos e processos que poderiam afetar de maneira expressiva as tarifas da Light: (i) o elevado efeito esperado para o reajuste de 2026; (ii) a possibilidade de aprovação de uma RTE para a Light, incorporando-se efeitos de uma elevação do reconhecimento de perdas não técnicas na área de concessão da distribuidora; (iii) os impactos da decisão contida no Despacho Decisório 262/2025 – DEMAR-RJ/DIRAT/EQAUD/PIS-COFINS; e (iv) potencial impacto de decisão da ADI nº 7.324/DF pelo STF, especialmente quanto a possível prescrição da devolução dos créditos de PIS/COFINS para a distribuidora.

34. Assim, considerando que o resultado do reajuste tarifário com a eventual adoção dos pleitos extemporâneos apresentados pela Light levaria a resultados muito próximos àqueles apresentados pelo Diretor Ricardo Tili em seu voto-vista, o Diretor Sandoval apresentou voto acompanhando o voto do Diretor Tili, de modo a formar maioria no Colegiado para aprovação de efeito tarifário médio ao consumidor equivalente a -1,67%.

III.2.2 Reajuste tarifário de 2026 – do pleito da Light referente ao ajuste no financeiro Crédito de PIS/COFINS

35. Na Carta LIGHT-D-IG-001/2026, a distribuidora pleiteia que em seu reajuste tarifário não seja considerada *“qualquer destinação adicional de créditos de PIS/COFINS em*

proveito dos usuários dos serviços de energia elétrica, eis que (i) os valores já efetivamente repassados em processos tarifários anteriores superam todo o montante reconhecido pela RFB e, ainda, (ii) devem ser deduzidos os tributos incidentes sobre os créditos”.

36. Com relação ao 2º pleito da distribuidora, me parece ser fundamental uma maior explicação do racional envolvido na inclusão dos valores dos tributos relativos a IR e CSLL, tendo em vista a forte discussão que este tema teve no fechamento da Consulta Pública nº 05/2021.

37. Conforme Nota Técnica Conjunta nº 13/2025-SFF-STR/ANEEL (SEI nº 0111676), houve a seguinte recomendação:

*37. [...] tendo em vista a manifestação da Receita Federal na Solução de Consulta nº 308 – COSIT/RFB, conclui-se que **deve ser considerada a incidência de IR e CSLL apenas sobre os valores objeto de repetição de indébito** pelas distribuidoras de energia elétrica relacionados às ações judiciais transitadas em julgado que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo da Contribuição para PIS/Pasep e Cofins, que é a estrita disposição legal.*

*38. Diante da Solução de Consulta e a disposição legal, **o eventual recolhimento de tributos que decorrem de ações de exclusiva gestão da empresa**, como resultados positivos provenientes do reconhecimento contábil de um direito superior à obrigação de devolução ou aqueles decorrentes de tributos depositados judicialmente, com exigibilidade suspensa, considerados indedutíveis para fins de IR/CSLL, **não deveriam fazer parte da devolução preconizada em Lei**, sob risco de onerar o consumidor.*
(nossos grifos)

38. A Procuradoria Federal também se manifestou³ sobre o assunto, nos seguintes termos:

54. Há questionamentos das distribuidoras quanto ao tratamento que deve ser dispensado à recuperabilidade de imposto de renda recolhido em virtude da causa. No caso geral, as tarifas de equilíbrio, homologadas pela ANEEL com base em referenciais regulatórios, permitem considerar que a recuperabilidade ocorre à medida exata da devolução. Nesse sentido, do ponto de vista regulatório, essa recuperabilidade estaria concatenada com a devolução total aos consumidores de energia (prazo este que depende, apenas, da velocidade de compensação dos créditos), evitando discussões quanto à ocorrência, ou não, de lucro, fato que foge do escopo de atuação da Agência, tendo em vista que a gestão operacional e econômico-financeira é de competência exclusiva da distribuidora, observada, naturalmente, a legislação societária e tributária aplicável. Ou seja, como a distribuidoras registra provisões e outros eventos que possam afetar seu resultado contábil decorre de sua decisão gerencial.

*55. Por outro lado, há alegações [16] de que, por se tratar de redução de base de cálculo do IR de CSLL, **tal medida dependeria exclusivamente do lucro real da distribuidora e que, caso contrário, incorrer-se-ia em desequilíbrio da concessionária. No entanto, se adotada essa premissa, no limite, em caso de empresa ineficiente, que não chegue a registrar lucro em médio e longo prazo, não seria observada a recuperabilidade do imposto devido, onerando o consumidor final.***

³ Parecer Jurídico nº 00245/2024/PFANEEL/PGF/ AGU, aprovado com ressalvas pelo Despacho nº 00152/2025/PFANEEL/PGF/AGU (SEI nº 0074145)

56. Sobre esse ponto, a Procuradoria esclareceu que quando a Aneel trata a verba oriunda do indébito tributário no processo tarifário, ela está sendo regulada do ponto de vista da relação concessionária e consumidor cativo e não do ponto de vista da relação concessionária-fisco, cuja gestão é de âmbito próprio da concessionária. Assim, embora a Lei nº 14.385/2022 permita que, nesses processos, a Aneel considere os tributos incidentes sobre os valores repetidos e, dessa forma, reduza o proveito do usuário do serviço mesmo em se tratando de recolhimento de tributos sobre o patrimônio da empresa, de mais a mais, ela assegura a integralidade da devolução dos valores aos consumidores.

57. Soma-se a isso o fato de que a Lei nº 8.987/1995 e o contrato de concessão não asseguram neutralidade tarifária para “impostos sobre a renda”. Por essas razões, ao regular a relação concessionária vs. consumidor cativo, a Aneel tem competência para estabelecer regras relativas aos procedimentos tarifários, desde que essas regras estejam de acordo com a moldura legal. A Lei nº 14.385/2022 pressupõe que a recuperabilidade da tarifa que foi indevidamente recolhida pelo usuário do serviço seja integral. **Nesse sentido, a Procuradoria Federal apresentou o entendimento de que a metodologia a ser aplicada pela Aneel deve ser aquela que assegure a recuperabilidade do crédito em favor do consumidor, não estando a Aneel vinculada à metodologia de tributação aplicada pela Receita Federal ou àquela que cada distribuidora entenda mais adequada para recepcionar as decisões que adota no âmbito próprio da gestão do seu negócio e registro contábil de suas operações.**

39. Importante esclarecer que o tratamento de eventuais tributos incidentes, ao longo de toda a instrução processual, sempre observou os dispositivos legais e regulamentares aplicáveis, inclusive decisões exaradas pela autoridade competente sobre matéria tributária, a Receita Federal do Brasil, o que não é diferente no caso Light. Os tributos incidentes sobre os valores objeto de repetição do indébito estão sendo integralmente descontados.

40. No entanto, Light, Cemig e Copel, por decisão gerencial, registraram resultados positivos em razão de terem contabilizados receitas (valores a serem recebidos do fisco) superiores às despesas (valores a serem devolvidos aos consumidores).

41. No caso da Cemig e Copel já houve o tratamento ora proposto para a Light, ou seja, a devolução integral dos tributos recolhidos. Para essas concessionárias, o que ocorreu na prática, dado que a apreciação da matéria ainda não estava concluída em âmbito administrativo (CP 5/2021), foi observado o efetivo recolhimento de IR/CSLL ao fisco, descontando-o nos respectivos processos tarifários, mas, na sequência, foram considerados os efeitos decorrentes da contabilização dos valores objeto de repetição de indébito, em virtude da Lei nº 14.385, de 2022, incorporando, assim, seus respectivos reflexos nas tarifas dos consumidores, assegurando a reversão integral dos créditos aos consumidores.

42. Importante também observar que o objeto da discussão não é a recuperabilidade do tributo recolhido em si, a qual a Light admite encontrar amparo nas normas e nos procedimentos tributários, mas o prazo em que se deveria observar a recuperabilidade desses

tributos. Isso porque a concessionária alega que a solução resultaria em *“um descasamento temporal entre o registro do prejuízo fiscal e sua efetiva compensação, a qual depende da ocorrência de lucro, o que simplesmente não ocorrerá no curto e médio prazo, no caso específico”*. (nossos grifos). Seria essa a principal diferença que, em sua opinião, justificaria adotar tratamento distinto ao proferido nos processos tarifários de Copel e Cemig.

43. Ocorre que, por outro lado, tal encaminhamento implicaria em não retornar os referidos recursos aos consumidores, sendo tal efeito percebido, efetivamente, apenas na (e quando da) ocorrência de lucro da concessionária, hipótese que possibilitaria recuperação do prejuízo fiscal que se originou da contabilização decorrente de uma gestão da concessionária.

44. Na situação de a distribuidora não obter o lucro necessário para a compensação dos créditos tributários no prazo decadencial definido pelo STF, não haveria a devolução integral dos créditos aos consumidores, o que descumpriria o comando legal.

45. Nesse sentido, fazendo cumprir decisão já adotada pela Diretoria, no âmbito da Consulta Pública nº 05/2021, e buscando isonomia com outros casos similares, entendo que o pedido de dedução dos tributos incidentes sobre os créditos não deve ser conhecido.

46. Portanto, opino que deva ser mantido o tratamento estabelecido no Despacho nº 2.203, de 2025, pela reversão, aos consumidores, dos valores atualizados que decorrem do recolhimento de IR/CSLL incorrido pela concessionária, cuja recuperabilidade está amparada em normas e procedimentos tributários aplicáveis.

III.2.3 Reajuste tarifário de 2026 – proposta de ajuste no cálculo

47. O reajuste proposto pela STR na Nota Técnica nº 32/2026-STR/ANEEL previa a incorporação de um componente financeiro total equivalente a -5,66%. Como se sabe, os componentes financeiros permanecem na tarifa da distribuidora por um período de um ano, deixando de compor a tarifa no ano seguinte, sendo substituído por um novo componente financeiro.

48. Circunscrito somente ao impacto do componente financeiro de devolução do PIS/COFINS proposto pela STR (R\$ 1,653 Bilhões), o efeito da retirada no próximo ciclo tarifário se traduz em aproximadamente 12,45%.

49. Assim, a saída de um componente financeiro negativo geraria impacto de aumento tarifário no processo seguinte, de modo que, caso seja aprovada a proposta trazida pela

STR, o processo tarifário de 2027 da concessionária já partiria de um aumento tarifário de 5,66% em 2027.

50. A diferença entre os 12,45% e o 5,66% decorre de outros financeiros, em especial, a CVA, no montante de 608 milhões, aproximadamente, o que ainda é um fator com baixa previsibilidade para o processo tarifário seguinte.

51. Também, a inclusão da totalidade dos recursos referentes aos créditos de PIS/COFINS já em 2026 (perfazendo um total de aproximadamente R\$ 1,653 bilhão) praticamente acabaria com os valores a serem devolvidos ao consumidor, não podendo mais auxiliar na atenuação dos efeitos tarifários a partir de 2027, que já partirá de efeito médio de 5,66%.

52. A este fator se soma a incerteza quanto aos valores efetivamente habilitados pela Receita Federal, ainda em discussão naquele órgão, e cuja decisão vigente (Despachos Decisório 262/2025 e nº 285/2025 – DEMAR-RJ/DIRAT/EQAUD/PIS-COFINS) **conduz a um montante habilitado inferior ao valor já devolvido pela Light aos consumidores.**

53. O valor já devolvido via tarifa até a RTA de 2025 perfaz R\$ 5,86 Bilhões, enquanto o montante do crédito habilitado, conforme entendimento vigente da Receita Federal, é de R\$ 5,26 bilhões.

54. Considerando o exposto e também toda a preocupação demonstrada pela Diretoria Colegiada de estabilidade tarifária, orientei minha assessoria a solicitar à STR simulação de cálculo tarifário em que se mantenham os parâmetros trazidos na Nota Técnica nº 32/2026-STR/ANEEL, porém considerando como componente financeiro de PIS/COFINS apenas a parcela referente aos custos decorrentes da incidência de IRPJ/CSLL sobre o próprio indébito tributário, qual seja, R\$ 1.039.398.947,88, para o qual já houve decisão do Colegiado com a conclusão da Consulta Pública nº 05/2021.

55. Desta forma, o restante dos recursos já no caixa da Light, que perfazem aproximadamente R\$ 614 milhões, poderá ser utilizado para atenuação nas tarifas da Light a serem aprovadas em 2027, especialmente por ser tratar de revisão tarifária periódica, em que é incorporada à base da distribuidora todos os investimentos realizados ao longo do atual ciclo tarifário (2022-2027).

56. Esse montante representa valores já compensados pela Light e que ainda não foram devolvidos ao consumidor. Contudo, sublinho que a efetiva compensação desses valores

hoje enfrenta questionamento administrativo no âmbito da Receita Federal, não podendo ser caracterizado como recurso efetivo para ser devolvido aos consumidores.

57. Em resposta, a STR encaminhou o Memorando nº 47/2026-STR/ANEEL, de forma que passo a apresentar os resultados.

III.2.4 Reajuste tarifário de 2026 – resultado

58. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da Light aqui proposto conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 8,59%, sendo de 13,46%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,56%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela IV:

Tabela II - Efeito médio proposto por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	13,46%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138 kV)	12,47%
A4 ($>2,3$ kV < 25 kV)	13,85%
AS	16,74%
Baixa Tensão (BT)	6,56%
B1 (Residencial)	6,40%
B2 (Rural)	6,96%
B3 (outros)	6,94%
B4 (Iluminação Púb.)	6,92%
Efeito Médio (AT + BT)	8,59%

59. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 4,79%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,93%, conforme Tabela V:

Tabela V - Variação e Participação no IRT das Parcelas

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	9.347.913.442	10.292.652.381	7,12%	71,5%
Encargos Setoriais	2.832.794.584	3.267.669.155	3,28%	22,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	13.154.496	14.674.221	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.814.039.175	2.347.484.543	4,02%	16,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	(11.138.501)	-0,08%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	59.672.471	64.691.051	0,04%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	92.397.094	0	-0,70%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	468.774.238	512.253.369	0,33%	3,6%
PROINFA	274.981.268	228.258.118	-0,35%	1,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	109.775.842	111.446.353	0,01%	0,8%
Custos de Transmissão	1.448.993.384	1.655.824.481	1,56%	11,5%
Rede Básica	963.862.475	1.085.007.615	0,91%	7,5%
Rede Básica Fronteira	219.311.574	242.915.890	0,18%	1,7%
Rede Básica ONS (A2)	8.204.778	8.875.727	0,01%	0,1%
MUST Itaipu	64.080.809	70.849.144	0,05%	0,5%
Transporte de Itaipu	103.712.589	139.285.070	0,27%	1,0%
Conexão	89.821.160	108.891.035	0,14%	0,8%
Custos de Aquisição de Energia	4.852.813.452	5.131.839.873	2,10%	35,7%
Receitas Irrecuperáveis	213.312.022	237.318.871	0,18%	1,6%
PARCELA B	3.929.194.580	4.099.029.991	1,28%	28,5%
RT	13.277.108.022	14.391.682.372	8,39%	100,0%

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	(137.398.517)	-1,03%
CVA em processamento - Energia	207.159.217	1,56%
CVA em processamento - Transporte	117.705.422	0,89%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	283.242.594	2,13%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(4.380.968)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A- Energia	144.065.165	1,09%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	146.842.381	1,11%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	154.725.334	1,17%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	11.528.312	0,09%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(401.247)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(0)	0,00%
Sobrecontratação	(144.768.270)	-1,09%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.447.447	0,02%
Reversão de Risco Hidrológico	(396.609.184)	-2,99%
Risco Hidrológico	468.928.751	3,53%
Financeiro de Postergação Encargo	(25.178.287)	-0,19%
Financeiro de Postergação Energia	(185.079.615)	-1,39%
Financeiro de Postergação Transporte	39.374.290	0,30%
Financeiro de Postergação Parcela B	105.152.570	0,79%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(806.949)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(5.482.146)	-0,04%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(10.704.963)	-0,08%
Crédito de PIS/COFINS	(1.039.398.948)	-7,83%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(64.691.051)	-0,49%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	207.369.819	1,56%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(45.728)	0,00%
Multa CCEAR - Termoocará - Desp. nº 2.495/2024	(1.504.801)	-0,01%
ICMS não compensado na compra de Energia	2.538.375	0,02%
Pedido de Reconsideração relativo ao RTA de 2025	(149.426.036)	-1,13%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	1,23%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	8,59%	

60. O Gráfico 1 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

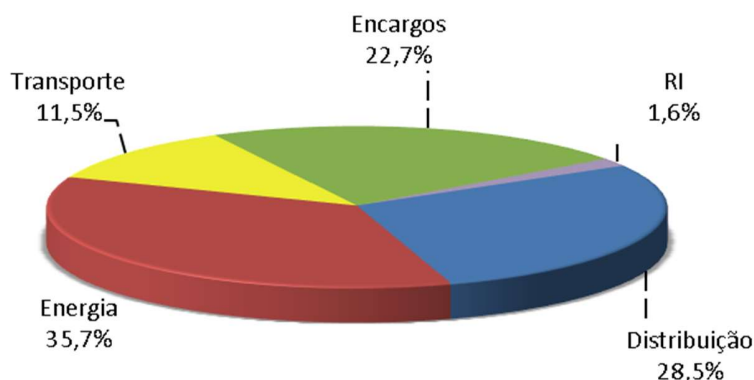


Gráfico 1 – Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

61. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 22,4% para o ICMS e 4,7% para o PIS e COFINS (total de 27,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 37,2% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

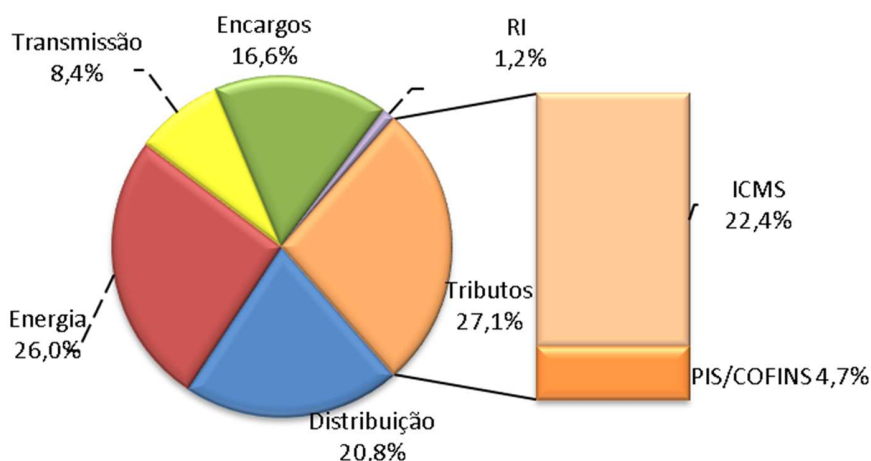


Gráfico 2 – Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

62. Ao analisar a Parcela A, percebe-se que esta representou 71,5% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de 7,12%.

63. Os encargos setoriais variaram 15,4%, com impacto no efeito médio de 3,28%. Esse efeito decorre, principalmente: (i) da variação da cota de CDE USO, com impacto de 4,02%; e (ii) da variação da cota de Encargos de Serviço de Sistema – ESS/Energia de Reserva, com influência de 0,33%. Ajudou a atenuar o impacto dos encargos Conta de Desenvolvimento Energético – CDE GD, com impacto de -0,70%.

64. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a LIGHT, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 2,10%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

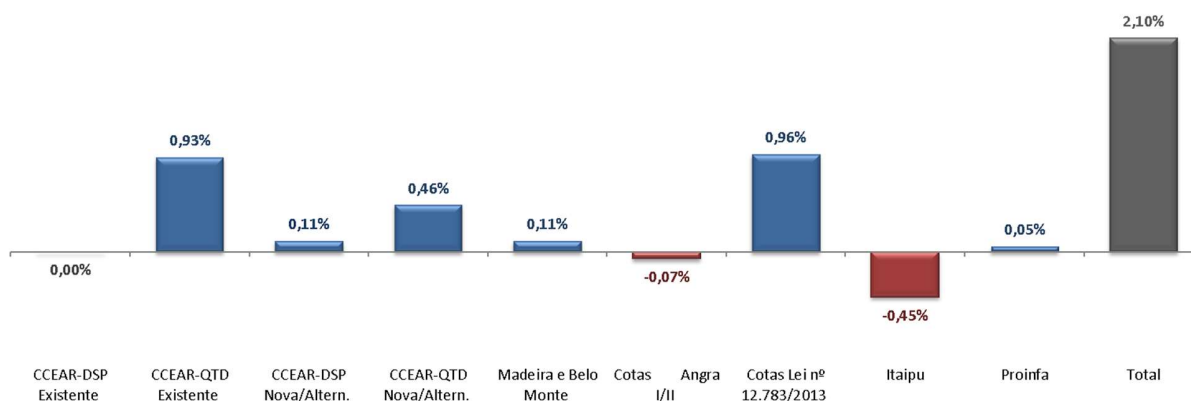


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

65. A Parcela B representa 28,5% dos custos da LIGHT, com variação neste processo de 4,3%, em relação ao processo anterior, impactando o presente reajuste em 1,28%, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 3,59%, no período de referência, descontada do Fator X, de -0,73%.

66. A Tabela IV consolida os valores dos componentes financeiros considerados no presente processo:

Tabela VI – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	207.159.217	1,56%
CVA em processamento - Transporte	117.705.422	0,89%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	283.242.594	2,13%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(4.380.968)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A- Energia	144.065.165	1,09%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	146.842.381	1,11%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	154.725.334	1,17%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	11.528.312	0,09%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(401.247)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(0)	0,00%
Sobrecontratação	(144.768.270)	-1,09%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.447.447	0,02%
Reversão de Risco Hidrológico	(396.609.184)	-2,99%
Risco Hidrológico	468.928.751	3,53%
Financeiro de Postergação Encargo	(25.178.287)	-0,19%
Financeiro de Postergação Energia	(185.079.615)	-1,39%
Financeiro de Postergação Transporte	39.374.290	0,30%
Financeiro de Postergação Parcela B	105.152.570	0,79%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(806.949)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(5.482.146)	-0,04%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(10.704.963)	-0,08%
Crédito de PIS/COFINS	(1.039.398.948)	-7,83%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(64.691.051)	-0,49%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	207.369.819	1,56%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(45.728)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(1.504.801)	-0,01%
ICMS não compensado na compra de Energia	2.538.375	0,02%
Pedido de Reconsideração relativo ao RTA de 2025	(149.426.036)	-1,13%
Total	(137.398.517)	-1,03%

67. Conforme indicado na Tabela VI, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuirão com o efeito de -1,03% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 4,58%).** Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela

concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em 1,56%, 0,89% e 2,13%.

- b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de -1,09%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE.

O Anexo II da Nota Técnica 32/2026-STR/ANEEL contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

- c) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -7,83%).** Efeito considerando apenas a inclusão dos custos decorrentes da incidência de IRPJ/CSLL sobre o próprio indébito tributário, conforme explicado em seção anterior.

68. Cabe ressaltar que também foram incluídos valores referentes ao recurso tarifário de 2025 da distribuidora, nos termos do Despacho nº 742/2026.

69. Por fim, a Tabela VI apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de março/2026 a fevereiro/2027, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de março/2025 a fevereiro/2026:

Tabela VII – Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	6.247.567,69	50.757.770,67	57.005.338,36
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(27.155,88)	589.723,31	562.567,43
Subsídio CCEE	3.247.334,26	7.125.703,49	10.373.037,75
Total	9.467.746,06	58.473.197,47	67.940.943,53

70. Por fim, me trouxe preocupação o fato de que o montante já devolvido aos consumidores da Light hoje excede o montante atualmente habilitado pela Receita Federal. Em

que pese o montante habilitado estar em discussão no âmbito da Receita, entendo oportuno haver um alinhamento institucional entre ANEEL, Ministério da Fazenda e Receita Federal, de modo que possamos apresentar os cálculos de devolução e os efeitos tarifários obtidos com esse processo ao longo dos anos.

71. Tal medida também visa minimizar potencial impacto futuro de haver a necessidade de devolução de valores pelos consumidores às distribuidoras, em razão de incompatibilidade entre os valores de devolução calculados pela ANEEL e aqueles homologados pela Receita Federal.

72. Tal incompatibilidade pode alcançar valores relevantes, com potencial impacto negativo nas tarifas futuras homologadas pela ANEEL.

III – DIREITO

73. Essa análise se fundamenta nos seguintes dispositivos legais e normativos: (i) inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; (ii) inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997; (iii) artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004; e (iv) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 1/1996-ANEEL.

IV – DISPOSITIVO

74. Diante do exposto e do que consta do processo nº 48500.030636/2025-38, voto pela emissão de Resolução Homologatória, conforme minuta anexa, a fim de:

- i. **HOMOLOGAR** as novas tarifas de aplicação da LIGHT, com vigência a partir de 15 de março de 2026, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 8,59% sendo de 13,46% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 6,56% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii. **FIXAR** as Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da LIGHT;
- iii. **ESTABELECE**R os valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

- iv. **HOMOLOGAR** o valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

Brasília, 10 de março de 2026

(Assinado digitalmente)
GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Diretor