

# Demonstrações Contábeis

2025



1. Demonstrações Contábeis Societárias.
2. Relatório da Administração Societário.
3. Notas Explicativas às Demonstrações Societárias.
4. Relatório do Auditor Independente sobre as Demonstrações Financeiras.
5. Demonstrações Contábeis Regulatórias.
6. Relatório da Administração Regulatório.
7. Notas Explicativas às Demonstrações Regulatórias.
8. Relatório do Auditor Independente sobre as Demonstrações Contábeis Regulatório.
9. Termo de Responsabilidade.

## DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS SOCIETÁRIAS

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.  
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2025 e 2024  
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	327.373	153.619
Títulos e valores mobiliários	6	42.455	378.737
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.731.846	1.418.429
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	90.711	222
Outros tributos a compensar	8	153.940	147.174
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	609.168	609.168
Derivativos	31	3.807	290.740
Ativo financeiro setorial	9	762.092	393.443
Estoques		24.923	32.282
Outros ativos	12	503.696	320.942
<b>Total do circulante</b>		<b>4.250.009</b>	<b>3.744.756</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	25.059	52.294
Depósitos judiciais	20	60.915	66.933
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	45.513	113.086
Outros tributos a compensar	8	181.076	171.324
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	614.014	1.082.439
Ativo financeiro setorial	9	653.774	337.522
Derivativos	31	215.426	117.509
Ativo financeiro da concessão	11	12.734.234	10.927.569
Outros ativos	12	18.028	16.883
Ativo contratual	13	1.747.572	1.327.049
Intangível	14	1.133.446	1.580.352
<b>Total do não circulante</b>		<b>17.429.056</b>	<b>15.792.960</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>21.679.066</b>	<b>19.537.716</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais)

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	15	1.113.453	970.629
Empréstimos e financiamentos	16	1.361.449	1.308.175
Debêntures	17	66.657	139.515
Entidade de previdência privada	18	3	-
Taxas regulamentares		21.320	8.790
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	135.317	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	143.342	89.058
Mútuo com partes relacionadas	28	4.013	-
Dividendo e juros sobre o capital próprio	28	317.273	137.310
Obrigações estimadas com pessoal		52.667	47.106
Derivativos	31	16.022	346
Passivo financeiro setorial	9	348.334	150.540
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	324.400	324.400
Outras contas a pagar	21	578.456	531.024
<b>Total do circulante</b>		<b>4.482.706</b>	<b>3.706.893</b>
<b>Não circulante</b>			
Fornecedores	15	231.473	233.910
Empréstimos e financiamentos	16	2.655.028	3.174.619
Debêntures	17	4.834.369	4.342.564
Entidade de previdência privada	18	15.947	1.139
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	7.036	6.627
Débitos fiscais diferidos	10	853.123	714.026
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	297.010	270.707
Mútuo com partes relacionadas	28	668.390	-
Derivativos	31	30.201	51.465
Passivo financeiro setorial	9	271.434	197.964
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	770.306	1.240.684
Outras contas a pagar	21	114.262	139.677
<b>Total do não circulante</b>		<b>10.748.580</b>	<b>10.373.383</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
	<b>22</b>		
Capital social		2.874.962	2.864.105
Reserva de capital		130.535	141.391
Reserva legal		458.569	391.775
Reserva de lucros a realizar		1.194.822	922.910
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		1.846.090	1.166.182
Resultado abrangente acumulado		(57.197)	(28.924)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>6.447.780</b>	<b>5.457.440</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>21.679.066</b>	<b>19.537.716</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	<u>Nota explicativa</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>24</b>	<b>12.352.016</b>	<b>11.021.946</b>
<b>Custo do serviço</b>			
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>25</b>	<b>(5.779.896)</b>	<b>(5.153.927)</b>
<b>Custo com operação</b>		<b>(1.088.833)</b>	<b>(1.020.110)</b>
Amortização		(512.414)	(459.958)
Outros custos com operação	26	(576.418)	(560.152)
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>	<b>26</b>	<b>(2.016.663)</b>	<b>(1.748.320)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>3.466.624</b>	<b>3.099.589</b>
<b>Despesas operacionais</b>			
<b>Despesas com vendas</b>		<b>(298.236)</b>	<b>(328.238)</b>
Amortização		(7.617)	(6.834)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7	(80.416)	(111.540)
Outras despesas com vendas	26	(210.203)	(209.864)
<b>Despesas gerais e administrativas</b>		<b>(474.624)</b>	<b>(427.468)</b>
Amortização		(24.107)	(27.225)
Outras despesas gerais e administrativas	26	(450.517)	(400.243)
<b>Outras despesas operacionais</b>		<b>(160.520)</b>	<b>(176.111)</b>
Amortização do intangível da concessão		(52.099)	(52.099)
Outras despesas operacionais	26	(108.420)	(124.012)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>2.533.244</b>	<b>2.167.772</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>27</b>		
Receitas financeiras		611.423	336.546
Despesas financeiras		(1.260.128)	(1.111.425)
		<b>(648.706)</b>	<b>(774.879)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>1.884.538</b>	<b>1.392.893</b>
Contribuição social	10	(147.111)	(117.242)
Imposto de renda	10	(401.542)	(326.136)
		<b>(548.653)</b>	<b>(443.377)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>1.335.886</b>	<b>949.516</b>
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	23	1.187,00	843,69

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais)

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.335.886</b>	<b>949.516</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>(28.273)</b>	<b>36.083</b>
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	(28.003)	37.261
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(270)	(1.178)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b><u>1.307.613</u></b>	<b><u>985.599</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais)

	Reserva de lucros					Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva estatutária - reforço de capital de giro				
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>2.853.248</b>	<b>152.248</b>	<b>344.299</b>	<b>643.574</b>	<b>768.989</b>	<b>6.027</b>	<b>(65.007)</b>	<b>-</b>	<b>4.703.378</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	949.516	949.516
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	37.261	-	37.261
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(1.178)	-	(1.178)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	47.476	-	-	-	-	(47.476)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	279.336	-	-	-	(279.336)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	397.194	-	-	(397.194)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(6.027)	-	-	(6.027)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(77.810)	(77.810)
Juros sobre o capital próprio - AGE 28/03/2024 e AGE 30/09/2024	-	-	-	-	-	-	-	(147.700)	(147.700)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>2.864.105</b>	<b>141.391</b>	<b>391.775</b>	<b>922.910</b>	<b>1.166.182</b>	<b>-</b>	<b>(28.924)</b>	<b>-</b>	<b>5.457.440</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	1.335.886	1.335.886
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(28.003)	-	(28.003)
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(270)	-	(270)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	66.794	-	-	-	-	(66.794)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	271.911	-	-	-	(271.911)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	679.908	-	-	(679.908)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(317.273)	(317.273)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>2.874.962</b>	<b>130.535</b>	<b>458.569</b>	<b>1.194.822</b>	<b>1.846.090</b>	<b>-</b>	<b>(57.197)</b>	<b>-</b>	<b>6.447.780</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais)

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.884.538</b>	<b>1.392.893</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
Amortização	596.237	546.116
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	136.904	115.503
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	80.416	111.540
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	454.501	394.468
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	(4.126)	650
Perda (ganho) na baixa de não circulante	104.655	120.370
	<b>3.253.125</b>	<b>2.681.540</b>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(373.626)	(28.515)
Tributos a compensar	547.953	333.814
Depósitos judiciais	9.821	21.577
Ativo financeiro setorial	(375.146)	(485.682)
Contas a receber - CDE	(110.329)	(42.189)
Outros ativos operacionais	36.027	189.153
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	140.386	61.847
Outros tributos e contribuições sociais	53.463	42.329
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(9.066)	(8.675)
Taxas regulamentares	12.530	(17.045)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(152.994)	(110.150)
Passivo financeiro setorial	(533.807)	(522.766)
Contas a pagar - CDE	-	(18.351)
Outros passivos operacionais	94.303	(62.271)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>2.592.640</b>	<b>2.034.616</b>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(519.906)	(465.442)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(273.277)	(257.006)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>1.799.457</b>	<b>1.312.168</b>
<b>Atividades de investimento</b>		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(4.495.773)	(3.965.001)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	4.786.225	3.679.340
Adições de ativo contratual	(2.013.267)	(1.758.037)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento</b>	<b>(1.722.815)</b>	<b>(2.043.698)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	2.135.992	2.596.647
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(2.546.891)	(1.532.050)
Liquidação de operações com derivativos	(14.681)	(130.156)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(137.310)	(339.144)
Captação de mútuo com partes relacionadas	660.000	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>97.110</b>	<b>595.298</b>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>173.752</b>	<b>(136.232)</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>153.619</b>	<b>289.851</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>327.373</b>	<b>153.619</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024**  
(Em milhares de reais)

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<b>1 - Receita</b>	<b>17.827.737</b>	<b>15.827.824</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	15.892.855	14.192.111
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	2.015.297	1.747.252
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(80.416)	(111.540)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(9.311.663)</b>	<b>(8.342.780)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(6.451.673)	(5.740.123)
2.2 Material	(1.162.454)	(1.002.486)
2.3 Serviços de terceiros	(1.265.988)	(1.116.718)
2.4 Outros	(431.549)	(483.453)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>8.516.074</b>	<b>7.485.043</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(598.995)</b>	<b>(549.700)</b>
4.1 Amortização	(546.896)	(497.601)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(52.099)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>7.917.079</b>	<b>6.935.343</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>635.437</b>	<b>342.985</b>
6.1 Receitas financeiras	635.437	342.985
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>8.552.515</b>	<b>7.278.328</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>		
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>499.795</b>	<b>493.133</b>
8.1.1 Remuneração direta	296.434	286.339
8.1.2 Benefícios	180.453	185.600
8.1.3 F.G.T.S	22.909	21.195
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>5.412.011</b>	<b>4.676.419</b>
8.2.1 Federais	3.224.714	2.674.515
8.2.2 Estaduais	2.185.448	2.000.019
8.2.3 Municipais	1.850	1.886
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>1.304.823</b>	<b>1.159.260</b>
8.3.1 Juros	1.279.615	1.126.816
8.3.2 Aluguéis	25.209	32.444
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>1.335.886</b>	<b>949.516</b>
8.4.1 Juros sobre capital próprio	-	147.700
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	317.273	77.810
8.4.3 Lucros retidos	1.018.613	724.006
	<b>8.552.515</b>	<b>7.278.328</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores e senhoras acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("CPFL RGE" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2024, exceto quando especificado de outra forma.

### 1) Considerações Iniciais

Em 2025, a CPFL RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,2 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

É importante destacar os impactos das enchentes no Rio Grande do Sul sobre a CPFL RGE, em 2024, que chegou a registrar 98,7% dos municípios de sua área de concessão afetados pelas enchentes e, no pico da crise, 315 mil clientes sem energia, a maior parte deles por segurança. Esse cenário mobilizou os times da CPFL RGE, que contaram com reforços de equipes advindas de outras concessionárias, com o objetivo de restabelecer a energia para a população com a maior brevidade possível.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,4% em relação ao exercício de 2024, decorrente principalmente das classes industrial e comercial, que registraram quedas de 34,5% e de 15,0%, compensando parcialmente, pelo crescimento de 2,7% nas vendas para a classe residencial.

A CPFL RGE, em 2025, venceu a premiação da ANEEL na categoria Região Sul e ASG, como também conquistou o 2º lugar na categoria Gestão da Inovação, para empresas acima de 500 mil consumidores. Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

### 2) Comentário sobre a Conjuntura

#### Ambiente macroeconômico

O ano de 2025 teve início em um ambiente de incerteza global, decorrentes da nova administração de Donald Trump nos Estados Unidos e a adoção de três mudanças relevantes: imposição de tarifas de importação, endurecimento das regras de imigração e a aprovação de um orçamento federal com trajetória deficitária para os próximos anos.

As tarifas representaram uma mudança na lógica tradicional do comércio americano, mas seu impacto foi menor do que o inicialmente esperado. Isso ocorreu devido ao recuo do governo em diversas medidas quando foram identificados impactos econômicos significativos. O tema também segue em disputa judicial e aguarda decisão da Suprema Corte sobre a legalidade do uso do instrumento de "emergência econômica". Outro fator que reduziu os impactos foi a antecipação de compras pelas empresas, para formação de estoques.

As mudanças recentes na política comercial e fiscal dos Estados Unidos elevaram a incerteza em relação ao desempenho do dólar no longo prazo, incentivando maior diversificação das reservas internacionais por parte de diversos bancos centrais. Esse movimento contribuiu para a

valorização do ouro e para uma acomodação do valor da moeda norte americana. No campo monetário, o Federal Reserve reduziu a taxa básica de juros em 75 pontos-base diante da moderação do mercado de trabalho, passando a adotar postura de espera. A inflação dos Estados Unidos para o ano de 2025 fechou em 2,7%.

No Brasil, ao longo de 2025, foram mantidas e ampliadas iniciativas voltadas à sustentação da demanda doméstica, incluindo benefícios fiscais, reforço de programas sociais e expansão de linhas de crédito subsidiadas. Para conter os efeitos inflacionários dessas medidas, o Banco Central manteve a política monetária em nível restritivo. O resultado foi uma desaceleração moderada e heterogênea da atividade econômica, que seguiu operando com baixo nível de ociosidade. Setores mais sensíveis às condições de crédito registraram moderação, enquanto atividades relacionadas à renda, como grande parte do setor de serviços, mantiveram bom ritmo.

Nesse contexto, a taxa Selic foi elevada em 2,75 p.p. e permaneceu em 15% ao ano por um período prolongado. A inflação e as expectativas inflacionárias apresentaram desaceleração moderada, mantendo-se mais próximas do teto do que do centro da meta do Banco Central. O IPCA encerrou 2025 em 4,3%, resultado inferior às projeções iniciais.

Esse resultado foi determinado pelo comportamento de Alimentação no domicílio e Bens industriais, influenciado por boas safras, efeitos temporários da gripe aviária (que reduziu exportações e ampliou a oferta doméstica), impactos das tarifas impostas pelos Estados Unidos sobre carnes e café, além da apreciação do real, que ajudou a conter os preços de bens industriais após os aumentos registrados no primeiro quadrimestre, decorrentes da depreciação cambial do ano anterior. Por outro lado, o segmento de Serviços manteve variação próxima a 6% em termos anuais, acompanhando a evolução do mercado de trabalho e da atividade econômica.

## Tarifas de energia elétrica

### Reajuste Tarifário Anual (RTA):

Em 17 de junho de 2025, por meio da Resolução Homologatória nº 3.473, a ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CPFL RGE, em vigor desde 19 de junho de 2025, reajustando as tarifas de energia elétrica da distribuidora em 2,52%, sendo 6,46% relativos ao Reposicionamento Tarifário Econômico e -3,95% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 4,71% e da Parcela B de 1,74%. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 12,39%, sendo de 8,06%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 14,14%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

## 3) Desempenho Operacional

### Clientes

A CPFL RGE encerrou o ano com 3,2 milhões de clientes, com acréscimo de 44 mil consumidores, representando um crescimento de 1,4%.

### Vendas de energia

Em 2025, as vendas para o mercado cativo totalizaram 10.601 GWh, uma queda de 4,4% em relação a 2024.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2025 foi de 60,3% para a classe residencial, 12,9% para a classe comercial e 5,2% para a classe industrial. Para essas classes de consumo, destaca-se:

- | Classe Residencial: aumento de 2,7%, devido a melhora da massa de renda real, e o incremento de unidades consumidoras em 2025 quando comparado ao ano de 2024. Em contrapartida tivemos o impacto negativo referente ao aumento de unidades de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e menores temperaturas no período;
- | Classe Comercial: redução de 15,0%, refletindo o incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída), menores temperaturas em 2025 quando comparadas ao ano de 2024 e a migração de clientes cativos para o mercado livre;
- | Classe Industrial: redução de 34,5%, refletindo a migração de clientes cativos para o mercado livre.

## Qualidade dos serviços prestados

### Atendimento ao cliente

A CPFL RGE obteve em 2025 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,2, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, ou seja, um aumento de 3,9 pontos (+5,2%), o que fez com que a companhia subisse do 15º para o 9º lugar no ranking. O resultado foi o melhor da RGE desde 2020, e ficou acima da média nacional que foi de 68,7.

### Fornecimento de energia

A CPFL RGE desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2025, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 9,03 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,45 vezes.

## 4) Desempenho Econômico-Financeiro

### Receita operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 17.908 milhões em 2025, representando um aumento de 12,4% (R\$ 1.969 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 7,1% (R\$ 673 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 64,3% (R\$ 630 milhões) em outras receitas; (iii) de 19,6% (R\$ 383 milhões) na receita de disponibilidade da rede elétrica – TUSD; (iv) de 15,3% (R\$ 268 milhões) na receita com construção de infraestrutura e (v) de 63,0% (R\$ 169 milhões) no suprimento de energia elétrica. Estas variações foram parcialmente compensadas pelas seguintes reduções: (vi) de 13,4% (R\$ 142 milhões) no ativo e passivo financeiro setorial; e (vii) de 2,7% (R\$ 11 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 5.556 milhões em 2025, representando um aumento de 13,0% (R\$ 639 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 12.352 milhões no ano, representando um aumento de 12,1% (R\$ 1.330 milhões).

### Geração operacional de caixa (EBITDA)

- | Em 2025, o EBITDA foi de R\$ 3.129 milhões, representando um aumento de 15,3% (R\$ 416 milhões), devido ao aumento de 12,1% (R\$ 1.330 milhões) na receita operacional líquida. Este efeito foi parcialmente compensado pelos seguintes aumentos: (i) de 12,1% (R\$ 626 milhões) no custo com energia elétrica; (ii) de 15,3% (R\$ 268 milhões) nos custos

com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; (iii) de 1,5% (R\$ 20 milhões) no PMSO (despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, outros custos/despesas operacionais e entidade de previdência privada). A variação no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- l Aumento de 5,1% (R\$ 24 milhões) nas despesas com pessoal;
- l Redução de 3,3% (R\$ 4 milhões) nas despesas com material;
- l Aumento de 10,1% (R\$ 37 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- l Redução de 7,4% (R\$ 32 milhões) em outros custos/despesas operacionais; e
- l Variação de R\$ 5 milhões em entidade de previdência privada.

### Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA

	2025	2024
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.335.886</b>	<b>949.516</b>
Amortização	596.238	546.117
Resultado Financeiro	648.706	774.879
Contribuição Social	147.111	117.242
Imposto de Renda	401.542	326.136
<b>EBITDA</b>	<b>3.129.482</b>	<b>2.713.889</b>

\*Conforme Resolução CVM nº 156/22.

### Lucro líquido

A CPFL RGE apurou lucro líquido de R\$ 1.335.886 milhões em 2025, representando um aumento de 40,7% (R\$ 386 milhões), refletindo as seguintes variações: (i) aumento de 15,3% (R\$ 416 milhões) no EBITDA; e (ii) redução de 16,3% (R\$ 126 milhões) na despesa financeira líquida. Essas variações foram parcialmente compensadas pelos aumentos de 23,7% (R\$ 105 milhões) no imposto de renda e contribuição social e de 9,2% (R\$ 50 milhões) em amortização.

### Endividamento

Ao final de 2025, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL RGE atingiu R\$ 9.417 milhões, representando um aumento de 9,4%.

### 5) Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 2.013 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros. A rede de distribuição da CPFL RGE consistia em 155.547,4 km de linhas de distribuição, incluindo 207.465 transformadores de distribuição. A concessionária tinha 4.938,3 km de linhas de distribuição de alta tensão, entre 23 kV e 138 kV. Nesta data, a distribuidora detinha 166 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 5.408,3 MVA.

## 6) Aspectos ESG (Ambientais, Sociais e de Governança)

A CPFL RGE desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade/ESG é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

**Plano ESG 2030:** aprovado em 2022 como uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, traz diretrizes e estratégias organizadas em três pilares: Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes e sustentáveis e Geração de valor compartilhado com a sociedade. O plano se desdobra atualmente em 18 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

**Monitoramento dos compromissos do Plano ESG 2030:** ferramenta de gestão do desempenho em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano ESG 2030.

**Comitê de Sustentabilidade:** instância da diretoria executiva responsável por monitorar a execução da estratégia ESG, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para a empresa.

**Mudanças do Clima:** estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação. Mais informações em: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri) > Estratégia de Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

**Programa de Integridade e Gestão do Canal de Ética:** o Programa de Integridade do Grupo CPFL formaliza o compromisso com a ética e a integridade, valores que orientam as decisões, as relações e os negócios. A integridade é um dos valores do Grupo CPFL, posicionada no centro do Nosso Jeito de Ser, refletindo a sua relevância estratégica na cultura.

O Programa está estruturado em 4 dimensões interdependentes, que sustentam seu aprimoramento contínuo e evidenciam o apoio da alta administração, contando ainda com o apoio e a atuação próxima das áreas de negócio para sua efetiva implementação: (i) desenvolvimento, orientação e revisão de normas, com destaque para o Código de Conduta Ética e a Política Anticorrupção; (ii) treinamentos, ações de comunicação, campanhas de sensibilização e engajamento para públicos internos e externos; (iii) avaliações de conflito de interesse, diligências e outros processos de avaliação de riscos; e (iv) monitoramento de indicadores, avaliações supervisionadas pelo Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET) e reporte dos resultados do Programa de Integridade aos fóruns executivos. O Programa conta, ainda, com um canal de ética externo e independente, assegurando o sigilo, anonimato e não retaliação do denunciante de boa-fé, bem como com um processo estruturado de apuração de registros éticos.

Dentre as ações executadas em 2025, destaca-se a recertificação da ISO 37001 do Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção da Companhia que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Adicionalmente, o Grupo realizou a adesão voluntária ao Pacto Brasil pela Integridade Empresarial e ao Movimento Transparência 100%, iniciativas da Controladoria Geral da União (CGU), reforçando o alinhamento às melhores práticas de governança, mitigação de riscos e fortalecimento da cultura ética. No âmbito normativo, houve a revisão da cláusula anticorrupção padrão dos contratos da Companhia, com o objetivo de promover atualizações alinhadas as melhores práticas de mercado. O Programa também foi sustentado por um robusto plano de treinamentos ao longo de 2025, com marco relevantes como: Celebração do dia da integridade, pela primeira vez na cidade de Sorocaba/SP e com a presença do jornalista Caco Barcelos; treinamento de integridade para a alta administração ministrado pelo advogado e professor Dr. Carlos Ayres; treinamento para fornecedores no fórum Rede de Valor, em parceria com a Diretoria de Suprimentos e ações focadas em liderança e público operacional sobre a Cultura Ética e Canal de Ética, nas quais reforçamento temas importantes como: política anticorrupção, assédio moral e tratamento

desrespeitoso, Assédio sexual e importunação sexual, conflito de interesses. Em 2025, o Grupo CPFL realizou a migração da plataforma do Canal de Ética para a Aliant, fortalecendo a gestão do processo de ética e assegurando independência e confiabilidade.

**Relacionamento com a Comunidade:** entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL RGE atua, em 2025 destacam-se: **(i) CPFL Jovem Geração** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte focando na redução dos níveis de vulnerabilidade social, beneficiando 2.268 crianças e jovens; **(ii) CPFL nos Hospitais:** foram executados projetos de melhorias na infraestrutura hospitalar, pesquisas oncológicas e humanização hospitalar, beneficiando mais de 41 mil pessoas; **(iii) Circuito CPFL:** através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar, beneficiando mais de 5.216 espectadores; **(iv) CPFL Intercâmbio Brasil-China:** Em 2025, a frente Intercâmbio Brasil <China impactou mais de 1,6 milhões de pessoas. Essa edição contou com uma exposição de arte chinesa, espetáculo de dança, um festival cultural, publicações de livros, concertos de música e dois encontros especiais do café filosófico cpfl, além do lançamento de uma série documental na TV Cultura, uma playlist de música no Spotify e um canal exclusivo no YouTube. **(v) Café Filosófico CPFL:** Com nossa frente Café Filosófico CPFL, em 2025, realizamos 32 gravações em nosso estúdio e 1 gravação especial comemorativa em Jundiaí/SP. Ao todo, ao longo de 2025, foram 143 exibições do programa na TV Cultura e 18 milhões de pessoas impactadas digitalmente.

**(vi) Eficiência energética (0,5% da ROL):** em 2025 foram investidos R\$ 20,1 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 11,8 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 898 clientes; substituição de 100.667 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); 805 geladeiras substituídas; e, 950 trocadores de calor em substituição aos chuveiros tradicionais, totalizando 26.065 famílias beneficiadas principalmente as afetadas pelas enchentes de 2024. Foram investidos também, (b) R\$ 172 mil em projetos educacionais, com foco na Olimpíada Nacional de Eficiência Energética, que beneficiou 7.723 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica. Tivemos ainda, (c) cerca de R\$ 0,4 milhões investidos em prédios públicos que proporcionaram a substituição de pontos de Iluminação por LED e instalação em sistemas fotovoltaicos. Por fim, (d) investimento de R\$ 10,5 milhões no Programa de Hospitais, que implantou 2.783 KWp instalados Sistemas de Geração Fotovoltaica e substituição de lâmpadas por LED em 29 hospitais Públicos e Filantrópicos da área de concessão.

**Gestão de Recursos Humanos:** em 2025, treinamos 4.339 colaboradores. Foram 187,9 mil horas treinadas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com escolas para formação de eletricitas ao longo do ano: foram 12 turmas, 215 participantes, 191 aprovados e 191 contratados.

**Rede de Valor:** Em 2025, foram realizados 3 encontros da Rede de Valor, dos quais 2 ocorreram em formato online e 1, em formato híbrido. Os temas abordados foram: Cenário Macroeconômico e Planejamento Estratégico CPFL, Impactos dos eventos climáticos extremos na cadeia de valor do setor elétrico e Ética e Integridade na Cadeia de Suprimentos, Saúde e Segurança do Trabalho na cadeia de valor e subcontratadas. No geral, contamos com a participação de 129 fornecedores.

## 7) Programa CPFL +Diversa

O Programa CPFL +Diversa reforça nosso compromisso com a construção de um ambiente de trabalho cada vez mais diverso, inclusivo e equitativo. Nosso propósito é avançar continuamente na consolidação de práticas de gestão que promovam respeito, pertencimento e oportunidades para que todas as pessoas possam prosperar. Para mais informações, acesse a nossa Norma de Diversidade, Equidade e Inclusão no site de Relacionamento com Investidores: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri) > Governança Corporativa > Estatutos Sociais, Códigos e Políticas > Códigos, Políticas e Regimentos > Diversidade, Equidade e Inclusão.

Em conformidade com a Lei Federal nº 15.177/2025, informamos:

I - Quantidade e proporção de mulheres contratadas por níveis hierárquicos.

Composição níveis por gênero				
	2025		2024	
	Homens	Mulheres	Homens	Mulheres
Diretoria	75,00%	25,00%	100,00%	0,00%
Gerência	92,86%	7,14%	92,86%	7,14%
Chefia/Coordenação	87,91%	12,09%	87,91%	12,09%
Técnica/Supervisão	66,67%	33,33%	56,10%	43,90%
Administrativo	57,19%	42,81%	57,33%	42,67%
Operacional	94,01%	5,99%	93,68%	6,32%
Estagiários	33,33%	66,67%	50,00%	50,00%

II – Quantidade e proporção de mulheres que ocupam cargos de administração.

Diversidade no Conselho de Administração		
	2025	2024
Homens	100%	100%
Mulheres	0%	0%

III – Demonstrativo da remuneração fixa, variável e eventual, segregada por sexo, relativa a cargos ou funções similares.

Proporção da remuneração das mulheres em relação à dos homens				
	2025		2024	
	Salário-base	Remuneração total	Salário-base	Remuneração total
Diretoria	119,81%	0,00%	0,00%	0,00%
Gerência	93,32%	90,56%	94,59%	94,92%
Chefia/Coordenação	105,09%	84,30%	100,25%	87,32%
Técnica/Supervisão	100,95%	100,01%	96,92%	95,78%
Administrativo	78,31%	77,55%	75,92%	76,95%
Operacional	87,75%	77,62%	84,94%	82,00%
Estagiários	109,56%	99,65%	113,23%	99,72%

## 8) Auditores Independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (PwC) foi contratada pela CPFL RGE para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

## Natureza

---

Asseguração de *covenants* financeiros  
Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)  
Revisão da ECD Contábil do ano calendário  
Assessoria tributária para cálculo do Pilar II

---

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Em linha com o previsto pela Resolução CVM 162/22, a administração possui políticas e controles que tratam, dentre outros assuntos, sobre o porte da empresa de auditoria a ser contratada para fins de auditoria das demonstrações financeiras e sobre as regras de contratação de fornecedores para serviços de auditoria e "extra-auditoria". Tal política, dentre outros motivos, tem como objetivo evitar a existência de conflitos de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes. Ademais, a PwC declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

## 9) Agradecimentos

A Administração da CPFL RGE agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2025. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

**A Administração.**

**Ana Paula Peressim de Paulo**  
**Gerente de Contabilidade das Distribuidoras**  
**CRC 1SP217200/O-6**

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

**RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**  
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**( 1 ) CONTEXTO OPERACIONAL**

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, CEP 93032-525 - Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 6 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,2 milhões de consumidores.

**1.1 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil**

Em março de 2025, a ANEEL aprovou, em reunião pública da diretoria, o requerimento da Companhia para a celebração de novo Termo Aditivo ao seu Contrato de Concessão, considerando a minuta final publicada no Despacho ANEEL nº 517/2025, com o objetivo de promover a prorrogação antecipada da concessão por mais 30 (trinta) anos, a partir de 06 de novembro de 2027. Com a aprovação, o processo foi encaminhado pela ANEEL ao Ministério de Minas e Energia (“MME”). O MME, por sua vez, submeteu o processo à análise do Tribunal de Contas da União (“TCU”). Após a avaliação, caberá ao MME a decisão final e, posteriormente, a assinatura do novo termo aditivo, conforme os prazos estabelecidos no Decreto nº 12.068/2024.

**1.2 Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL**

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, o Grupo CPFL implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do *Carbon Disclosure Project* (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Em 2025, avançamos na agenda climática com o desenvolvimento do Plano Integrado de Adaptação Climática. Iniciamos o mapeamento de riscos climáticos físicos na distribuição. O processo também nos prepara para cumprir as exigências da Resolução CVM nº 193.

### **Iniciativas específicas:**

A Companhia possui investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma *Advanced Distribution Management System* (ADMS) e o *Weather Translator System* (WeTS). Além disso temos projetos de resiliência em parceria com a FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

### **Gestão de crises**

O Grupo CPFL mantém um modelo estruturado de gestão de crises, formalizado em normativo corporativo, com o objetivo de estabelecer diretrizes para a identificação, avaliação e tratamento de eventos que possam impactar a continuidade dos negócios, o desempenho operacional, a situação financeira ou a reputação da Companhia. Esse modelo define critérios claros para o acionamento do Grupo de Crise, bem como papéis, responsabilidades e fluxos decisórios aplicáveis a diferentes níveis de gravidade das ocorrências.

O Grupo de Crise é responsável pela avaliação de eventos anormais, pelo monitoramento de fatores de risco e pela coordenação das ações necessárias à mitigação de impactos em situações classificadas como crise. Sua composição é definida conforme a natureza e a criticidade do evento, podendo envolver membros permanentes e participantes adicionados a medida da necessidade, assegurando abordagem multidisciplinar e adequada aos riscos identificados.

O processo de gestão inicia-se com a classificação da ocorrência, incluindo a determinação de sua natureza e do nível de gravidade (Níveis I, II ou III). Essa análise considera, de forma integrada, os impactos potenciais e efetivos sobre pessoas, comunidades, meio ambiente, operações, segurança patrimonial, aspectos financeiros, regulatórios e reputacionais, bem como eventuais reflexos sobre a continuidade das atividades do Grupo CPFL.

Adicionalmente, são avaliados a abrangência e o potencial de repercussão da ocorrência junto à opinião pública e aos stakeholders, incluindo exposição em meios de comunicação e ambientes digitais, além da extensão geográfica do evento. Em função da complexidade das operações do Grupo CPFL, as crises podem apresentar diferentes escalas e níveis de impacto, demandando respostas proporcionais e coordenadas.

A governança de crises do Grupo CPFL está integrada aos seus mecanismos de gestão de riscos, controles internos e planos de continuidade de negócios, assegurando que as decisões adotadas durante situações críticas sejam pautadas por critérios técnicos, disciplina de governança, rastreabilidade das ações e foco na preservação do valor econômico e institucional da Companhia.

## **( 2 ) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

### **2.1 Base de preparação**

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e somente elas, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)”) e da Companhia (“[www.cpf.com.br](http://www.cpf.com.br)”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 25 de fevereiro de 2026 e aprovadas pelo conselho de Administração em 3 de março de 2026.

## **2.2 Base de mensuração**

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 31 de instrumentos financeiros.

## **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Débitos fiscais diferidos: reconhecimento de ativos, disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados;
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos (nota 31);
- Nota 12 – Outros ativos: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- Nota 14 – Intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 16 – Empréstimos e financiamentos: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 17 – Debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 18 – Entidade de previdência privada: principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota 19 – Impostos, taxas e contribuições a recolher: incertezas sobre os tributos sobre o lucro;
- Nota 20 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos; e;
- Nota 31 – Instrumentos financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

#### **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

#### **2.5 Segmento operacional**

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Conseqüentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

#### **2.6 Demonstração do valor adicionado**

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado ("DVA") nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### **( 3 ) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS**

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

#### **3.1 Caixa e equivalentes de caixa**

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa podem incluir saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem os saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas.

#### **3.2 Contratos de concessão**

O ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada como ativo contratual, desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as

determinações existentes nos CPCs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos e (ii) ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 24).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

### 3.3 Instrumentos financeiros

#### - Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

#### **Mensuração subsequente e ganhos e perdas:**

**Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR):** esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.

**Ativos financeiros a custo amortizado:** estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

**Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA):** esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

**Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:** esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

**Custo amortizado:** Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

**Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA):** Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 31). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

#### **Avaliação do modelo de negócio:**

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

#### **- Passivos financeiros**

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo é registrada contra outros resultados abrangentes.
- ii. Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 31.

#### **- Capital social**

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

#### **3.4 Intangível e Ativo contratual**

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão) em serviço em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia foram classificados como ativos de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

### **3.5 Redução ao valor recuperável (“impairment”)**

#### **- Ativos financeiros**

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

A Companhia reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

A Companhia mensura a provisão para perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com o CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda

("PD" - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento ("EAD" - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência ("LGD" - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou,
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – "UGC"). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

#### **3.6 Provisões**

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

#### **3.7 Benefícios a empregados**

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão sendo considerada patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as

insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

- ii. Plano de Benefício Definido: a obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

### **3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio**

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente compete a Assembleia Geral a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração destes montantes na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação da Assembleia Geral.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

### **3.9 Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como "Não Faturado". Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita no decorrer da prestação do serviço, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

### **3.10 Imposto de renda e contribuição social**

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados anualmente e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

### **3.11 Resultado por ação**

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível ao acionista controlador e a média ponderada das ações no respectivo exercício.

### 3.12 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários - nota 24.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07.

As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

### 3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com a concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição e é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- **Parcela A** (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificáveis como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- **Parcela B** (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos previstos (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

### 3.14 Arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) a Companhia passou a reconhecer um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos de aluguéis que não foram pagos na data de transição, descontados usando a taxa incremental, uma taxa nominal fixa baseada no endividamento da Companhia.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e a Companhia não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que a Companhia esteja razoavelmente certa de que a opção de renovação será exercida. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que compreende o valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento e, quando aplicável, ajustado para quaisquer pagamentos de arrendamento efetuados de forma antecipada, custos diretos iniciais incorridos, estimativas de custo para desmontagem e remoção e incentivos recebidos.

O ativo de direito de uso é subsequentemente amortizado pelo mesmo método de amortização aplicado para itens similares do ativo intangível de direito de concessão e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. A Companhia remensura o passivo de arrendamento se houver uma alteração no prazo do arrendamento ou se houver alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração no índice ou na taxa utilizada para determinar esses pagamentos, reconhecendo o valor da remensuração do passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

### **3.15 Mudanças nas principais políticas contábeis**

No exercício corrente, a Companhia aplicou alterações às normas contábeis, bem como orientações técnicas emitidas pelo CPC e aprovadas pela CVM, que se tornaram obrigatórias para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2025. A adoção dessas alterações não teve impacto material nas divulgações ou nos valores apresentados nas demonstrações financeiras da Companhia.

Entre as principais mudanças, destacam-se as alterações do CPC 02 – Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Contábeis, que especificam como avaliar se uma moeda é conversível e como determinar a taxa de câmbio quando não for, e a adoção da orientação técnica OCPC 10, que estabelece diretrizes para o tratamento contábil de créditos de carbono (tCO<sub>2</sub>e), permissões de emissão (*allowances*) e créditos de descarbonização (CBIO) das entidades atuantes no mercado brasileiro.

Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2025, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras da Companhia.

### **3.16 Novas normas e interpretações ainda não efetivas**

Novas normas, emendas foram emitidas pelo CPC e aprovadas pela CVM e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025. A Companhia não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

#### **(a) CPC 51 – Apresentação e Divulgação em Demonstrações Contábeis**

Foi emitido o CPC 51, que substitui o CPC 26 (R1) – Apresentação de Demonstrações Financeiras. Introduziu novos requisitos para apresentação dentro da demonstração do resultado do exercício, incluindo totais e subtotais especificados. Além disso, as entidades serão obrigadas a classificar todas as receitas e despesas dentro da demonstração do resultado do exercício entre cinco categorias: operacional, investimento, financiamento, impostos de renda e operações descontinuadas, das quais as três primeiras são novas.

A norma também exige a divulgação de medidas de desempenho definidas pela Administração, subtotais de receitas e despesas, e inclui novos requisitos para agregação e desagregação de informações financeiras com base nas funções identificadas das demonstrações financeiras primárias e das notas explicativas.

Alterações de escopo restrito foram feitas ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa, incluindo a alteração do ponto de partida para determinar os fluxos de caixa das operações pelo método indireto, de “lucro ou prejuízo do período” para “lucro ou prejuízo operacional”, e a remoção da opcionalidade à classificação dos fluxos de caixa de dividendos e juros.

O CPC 51 e as alterações nas outras normas entrarão em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2027, com aplicação antecipada permitida e devendo ser divulgada, embora no Brasil a adoção antecipada não seja permitida. O CPC 51, será aplicado retrospectivamente.

A Companhia está atualmente avaliando os impactos que as alterações terão nas demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas a partir da data de adoção.

#### **(b) Alterações ao CPC 48 e CPC 40 (R1) – Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros**

Foram emitidas as alterações ao CPC 48 e CPC 40 que introduzem modificações relevantes aos requisitos de classificação, mensuração e divulgação de instrumentos financeiros. Entre as principais alterações estão: (i) esclarecimento sobre a baixa de passivos financeiros na “data de liquidação” e introdução de uma opção de política contábil para dar baixa em passivos financeiros liquidados por meio de sistemas eletrônicos de

pagamento antes da data de liquidação; (ii) orientação adicional sobre avaliação de fluxos de caixa contratuais de ativos financeiros com características ESG; (iii) esclarecimentos sobre características sem direito de regresso e instrumentos contratualmente vinculados; e (iv) novos requisitos de divulgação para instrumentos financeiros com características contingentes e para instrumentos patrimoniais mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

As alterações entram em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026, sendo permitida a adoção antecipada.

Não se espera impacto material sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

#### **(c) Melhorias Anuais às Normas Contábeis**

Foram emitidas as alterações pontuais em normas como CPC 37, CPC 40, CPC 48, CPC 36 e CPC 03 (R2), com o objetivo de melhorar a consistência e clareza das normas. As alterações entram em vigor para períodos iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026, sendo permitida a adoção antecipada.

Não se espera impacto material sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

### **( 4 ) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 31) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos, consiste na avaliação ao valor novo de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

## ( 5 ) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2025	31/12/2024
Saldos bancários	26.549	51.310
Aplicações financeiras	300.823	102.309
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	6.061	7.404
Títulos de crédito privado (b)	256.389	65.749
Fundos de investimentos (c)	38.373	29.156
<b>Total</b>	<b>327.373</b>	<b>153.619</b>

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração equivalente, na média de 30% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) em 2025 e 2024.
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) (“CDBs”) no montante de R\$ 229.178 (R\$ 65.749 em 31 de dezembro de 2024) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 27.211 em 31 de dezembro de 2025, todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,70% do CDI (101,73% do CDI em 31 de dezembro de 2024).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 99,21% do CDI (99,50% do CDI em 31 de dezembro de 2024), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDBs e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

## ( 6 ) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	31/12/2025	31/12/2024
Através de fundos de investimentos	42.455	378.737
<b>Total</b>	<b>42.455</b>	<b>378.737</b>

Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira (“LF”) e Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 42.455 (R\$ 378.737 em 31 de dezembro de 2024), cuja remuneração equivalente, na média de 99,21% do CDI (99,50% do CDI em 31 de dezembro de 2024).

## ( 7 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Circulante	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2025	31/12/2024
<b>Classes de consumidores</b>					
Residencial	458.666	215.850	39.761	714.277	614.212
Industrial	25.846	17.797	23.128	66.771	72.207
Comercial	85.690	34.254	43.456	163.400	144.878
Rural	67.006	20.519	16.355	103.880	91.735
Poder público	28.556	2.676	4.311	35.543	29.648
Iluminação pública	26.049	1.075	725	27.849	26.120
Serviço público	7.525	2.117	267	9.910	14.769
<b>Faturado</b>	<b>699.338</b>	<b>294.287</b>	<b>128.005</b>	<b>1.121.629</b>	<b>993.568</b>
Não faturado	562.313	-	-	562.313	403.704
Parcelamento de débito de consumidores	35.724	15.195	24.425	75.344	88.497
Operações realizadas na CCEE	65.031	-	-	65.031	25.272
Concessionárias e permissionárias	18.004	-	-	18.004	16.658
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(1.865)	-	-	(1.865)	(1.948)
Outros	460	-	-	460	434
	<b>1.379.005</b>	<b>309.482</b>	<b>152.430</b>	<b>1.840.916</b>	<b>1.526.185</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(109.071)	(107.756)
<b>Total</b>				<b>1.731.846</b>	<b>1.418.429</b>
<b>Não circulante</b>					
Precatórios	5.492	-	-	5.492	23.671
Parcelamento de débito de consumidores	19.567	-	-	19.567	28.624
<b>Total</b>	<b>25.059</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25.059</b>	<b>52.294</b>

**Parcelamento de débitos de consumidores** – refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da Companhia.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 31 (f).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>(89.350)</b>	<b>(16.958)</b>	<b>(106.308)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(155.728)	(126)	(155.853)
Recuperação de receita	44.313	-	44.313
Baixa de contas a receber provisionadas	93.008	-	93.008
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>(107.756)</b>	<b>(17.083)</b>	<b>(124.839)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(142.979)	7.028	(135.951)
Recuperação de receita	55.535	-	55.535
Baixa de contas a receber provisionadas	86.130	1.150	87.280
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>(109.071)</b>	<b>(8.905)</b>	<b>(117.976)</b>

## ( 8 ) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2025	31/12/2024
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	90.711	222
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>90.711</b>	<b>222</b>
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	14.288	11.201
ICMS a compensar	137.004	131.365
Programa de integração social - PIS	467	821
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.156	3.787
Outros	25	-
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>153.940</b>	<b>147.174</b>
<b>Total circulante</b>	<b>244.650</b>	<b>147.396</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	45.513	113.086
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>45.513</b>	<b>113.086</b>
ICMS a compensar	174.749	165.105
Programa de integração social - PIS	1.007	956
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.636	4.405
Outros	685	858
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>181.076</b>	<b>171.324</b>
<b>Total não circulante</b>	<b>226.588</b>	<b>284.410</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar:** refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023 e 2024 e o reconhecimento de créditos tributários decorrentes da atualização pela taxa Selic incidente sobre valores recuperados por meio de repetição de indébito tributário. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal ("STF"), firmou entendimento de que o Imposto de Renda da Pessoa Jurídica ("IRPJ") e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL") não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na restituição ou compensação de tributos pagos indevidamente. A Companhia ajuizou ação judicial em julho de 2021, visando resguardar seu direito de recuperar os valores indevidamente tributados nos cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Com base nessa decisão e na expectativa de realização dos créditos, a Administração procedeu ao reconhecimento contábil dos respectivos valores, registrados no ativo como tributos a compensar. O processo judicial obteve trânsito em julgado favorável à Companhia em março de 2024. Em outubro de 2025, o respectivo crédito judicial foi devidamente habilitado perante a Receita Federal do Brasil, com o início de sua utilização para fins de compensação de tributos federais vincendos.

**Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte** – refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras e retenções de órgão público.

**ICMS a compensar** – refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

## 8.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>		
PIS sobre ICMS	108.662	108.662
COFINS sobre ICMS	500.505	500.505
<b>Total circulante</b>	<b>609.168</b>	<b>609.168</b>
<b>Não circulante</b>		
PIS sobre ICMS	109.527	193.084
COFINS sobre ICMS	504.487	889.355
<b>Total não circulante</b>	<b>614.014</b>	<b>1.082.439</b>
<b>Passivo</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b>Circulante</b>		
PIS/COFINS devolução consumidores	324.400	324.400
<b>Total circulante</b>	<b>324.400</b>	<b>324.400</b>
<b>Não circulante</b>		
PIS/COFINS devolução consumidores	770.306	1.240.684
<b>Total não circulante</b>	<b>770.306</b>	<b>1.240.684</b>

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2025 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.223.182 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.094.706.

Para a RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 437.293 (R\$ 807.646 em 31 de dezembro de 2024). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2025 já foram compensados R\$ 2.214.278.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 422.750, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746), junho 2023 (R\$ 887.749), junho 2024 (R\$ 75.526) e junho 2025 (R\$ 383.359) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 2.233.180.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE n° 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107.

Em abril de 2024 a Companhia obteve o trânsito em julgado na ação judicial de sua sucedida “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de março de 2012). Em junho de 2024, o crédito decorrente da ação judicial foi habilitado junto a Receita Federal do Brasil, em agosto de 2024 as compensações foram iniciadas.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 671.956, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2024 (R\$ 116.014) e junho 2025 (R\$ 181.039) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 297.053.

Ainda em relação ao "Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100" os registros contábeis de ativos de tributos a compensar atualizado até 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 785.889, sendo que, entre agosto de 2024 e dezembro de 2025 já foram compensados R\$ 217.111.

Ainda sobre o processo, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil a resposta à Solução Consulta previamente apresentada, no qual foi externado o entendimento sobre a necessidade de oferecimento a tributação de tal crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Assim, nos termos da orientação acima, a tributação foi realizada, e o montante de R\$ 199.115 foi recolhido em fevereiro de 2024. Tais valores foram ajustados entre o Reajuste Tarifário Anual de 2024 e 2025, resultando na neutralização do efeito tarifário.

Em 22 de julho de 2025 houve a conclusão da Consulta Pública da ANEEL n° 05/2021, sendo que a Agência manteve a interpretação de que os créditos tributários devem ser devolvidos integralmente aos consumidores. Em 14 de agosto de 2025, o Supremo Tribunal Federal - STF concluiu o julgamento da ADI (Ação Direta de Inconstitucionalidade) n° 7324 e, por maioria de votos, julgou parcialmente procedente o pedido, mantendo a constitucionalidade da Lei n° 14.385/2022, e definindo a destinação dos valores de indêbitos tributários restituídos em favor dos consumidores, e ainda (i) permitindo a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição do indébito; e (ii) observando o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada. Por fim, o Tribunal decidiu que o recebimento de boa-fé a maior pelo usuário consumidor não será objeto de repetição.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos em virtude de ação judicial está limitada ao prazo prescricional de 10 anos, e aguarda o julgamento dos embargos de declaração protocolados pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) no Supremo Tribunal Federal - STF.

Logo, diante das incertezas quanto à contagem do prazo prescricional e à forma de aplicação da decisão proferida na ADI 7324, a Administração entende que, neste momento, não dispõe de elementos suficientes para elaborar estimativa confiável do montante que poderia ser revertido do passivo antes do julgamento dos embargos de declaração. Ressalte-se, contudo, que a opção da Companhia por não reconhecer qualquer crédito tributário nesta fase não implica renúncia ao direito que lhe assiste.

## ( 9 ) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2024			Receita operacional (nota 24)		Resultado financeiro (nota 27)		Recebimento		Saldo em 31/12/2025		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Devolução aos consumidores	CDE Eletrobrás	Diferido	Homologado	Total	
Parcela "A"	216.522	(22.225)	194.297	14.699	57.772	22.849	-	(8.286)	318.460	(37.129)	281.331	
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CDE (**)	(27.054)	(14.248)	(41.303)	175.433	6.064	3.849	-	(8.286)	134.972	785	135.758	
Custos energia elétrica	22.369	(249.743)	(227.374)	(43.256)	308.005	679	-	-	85.984	(47.930)	38.055	
ESS e EER (***)	58.438	18.965	77.403	(23.995)	(42.554)	7.417	-	(8.589)	26.860	18.272	45.132	
Proíña	-	(3.920)	(3.920)	16.144	(4.723)	1.736	-	-	-	9.237	9.237	
Rede básica	71.149	161.458	232.607	53.474	(205.132)	12.362	-	-	66.152	27.178	93.331	
Repasse de Itaipu	43.185	(72.156)	(28.971)	(10.572)	83.570	1.234	-	-	49.578	(4.317)	45.261	
Transporte de Itaipu	(2.797)	24.025	21.227	4.066	(19.140)	(548)	-	-	11.120	(5.514)	5.606	
Neutralidade dos encargos setoriais	47.632	13.893	61.525	(100.386)	18.610	(2.454)	-	-	8.610	(31.315)	(22.705)	
Sobrecontratação	12.496	99.503	111.999	(37.603)	(86.929)	(1.447)	-	-	(1.864)	(12.115)	(13.979)	
Bandeira Tarifária faturada	(8.896)	-	(8.896)	(18.607)	-	-	-	-	(27.503)	-	(27.503)	
<b>Outros componentes financeiros</b>	<b>369.170</b>	<b>(181.005)</b>	<b>188.164</b>	<b>403.133</b>	<b>441.634</b>	<b>144.676</b>	<b>(662.841)</b>	<b>-</b>	<b>857.258</b>	<b>(342.492)</b>	<b>514.767</b>	
Devolução do crédito de PIS/COFINS	(80.481)	(94.280)	(174.741)	(77.996)	462.437	-	(564.398)	-	-	(354.698)	(354.698)	
Ultrap Dem e Exced Reativos	(145.274)	(74.747)	(220.020)	(69.102)	21.437	(25.772)	-	-	(240.148)	(53.310)	(293.458)	
Geração distribuída	-	-	-	-	50.138	-	(98.442)	-	-	(48.305)	(48.305)	
Postergação RTA 2024	868.905	-	868.905	623.434	(177.278)	180.187	-	-	1.111.174	184.076	1.295.250	
Outros	(74.001)	(11.978)	(85.980)	(73.203)	84.899	(9.739)	-	-	(13.788)	(70.255)	(84.023)	
<b>Total</b>	<b>585.692</b>	<b>(203.230)</b>	<b>382.461</b>	<b>417.832</b>	<b>499.407</b>	<b>167.524</b>	<b>(662.841)</b>	<b>(8.286)</b>	<b>1.175.719</b>	<b>(379.621)</b>	<b>796.098</b>	
Ativo circulante			393.443								762.092	
Ativo não circulante			337.522								653.774	
Passivo circulante			(150.540)								(348.334)	
Passivo não circulante			(197.964)								(271.434)	

(\*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(\*\*) Conta de desenvolvimento energético

(\*\*\*) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

**CVA:** referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.13. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

**Neutralidade dos encargos setoriais:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

**Sobrecontratação:** as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

**Outros componentes financeiros:** (i) **Devolução do crédito de PIS/COFINS:** conforme a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.473 relativa ao RTA de 2025, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 564.398, que estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores, em outras contas a pagar e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2025 (nota 8.1); (ii) **Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos:** valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão; (iii) **Geração Distribuída:** Conforme disposto no Despacho nº 684/2025, foi incorporado na definição da energia requerida a consideração do mercado de fornecimento medido e a dedução da energia injetada pela MMDG, com vigência a partir dos processos tarifários de 2025, em conformidade com o princípio da modicidade tarifária prevista pelo artigo nº 13 da Lei nº 14.300 de 2022. Em 2025 foi considerado o montante de R\$ 98.442 que estava registrado no grupo de contas a pagar com os consumidores e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais para devolução aos consumidores. (iv) **Postergação RTA 2024:** Devido aos eventos climáticos extremos ocorridos em maio de 2024, a Companhia solicitou à ANEEL o diferimento integral do reajuste tarifário de 2024, acatado por meio da REH nº 3.372/2024, de 13 de agosto de 2024, e a Companhia passou a registrar um contas a receber correspondente ao diferimento tarifário integral (parcelas mensais até junho de 2025), acrescido da taxa Selic. No reajuste tarifário de 2025, foi iniciada a cobrança desse diferimento, no valor de R\$ 370.000, e o saldo remanescente será cobrado nos processos tarifários de 2026 e 2027 atualizado por Selic e (v) **Outros:** CDE covid e escassez hídrica, entre outros.

**Recebimento – CDE Eletrobrás:** conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás estão sendo destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, desde 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2025 ocorreu em maio, cujo valor de R\$ 8.286 foi homologado por meio do Despacho nº 1.536 de 23 de maio de 2025.

## ( 10 ) DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 10.1- Composição dos (débitos) e créditos fiscais diferidos:

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b><u>Crédito (Débito) de contribuição social</u></b>		
Bases negativas	-	23.083
Benefício fiscal do intangível incorporado	31.047	33.163
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(258.513)</u>	<u>(248.020)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>(227.466)</b>	<b>(191.774)</b>
<b><u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u></b>		
Prejuízos fiscais	-	65.517
Benefício fiscal do intangível incorporado	92.435	101.176
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(718.092)</u>	<u>(688.944)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>(625.657)</b>	<b>(522.252)</b>
<b>Total</b>	<b><u>(853.123)</u></b>	<b><u>(714.026)</u></b>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

### 10.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

### 10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2025		31/12/2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	27.129	75.359	24.732	68.699
Entidade de previdência privada	(66)	(184)	1.121	3.115
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.140	30.944	11.760	32.666
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	5.349	14.858	(1.814)	(5.038)
Provisão relacionada a pessoal	2.767	7.686	2.281	6.335
Marcação a Mercado - Derivativos	8.342	23.173	10.197	28.325
Marcação a Mercado - Dívidas	(16.727)	(46.465)	(17.985)	(49.958)
Derivativos	(24.828)	(68.965)	(53.554)	(148.761)
Registro da concessão - ajuste do intangível	575	1.597	889	2.469
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(277.277)	(770.214)	(240.198)	(667.217)
Outros	4.769	13.249	14.275	39.653
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Marcação a Mercado - Derivativos	-	-	14	38
Marcação a Mercado - Dívidas	-	-	(50)	(140)
<b>Total</b>	<b>(258.513)</b>	<b>(718.092)</b>	<b>(248.020)</b>	<b>(688.944)</b>

### 10.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

<b>Expectativa de recuperação</b>	
2026	112.827
2027	84.356
2028	82.678
2029	10.249
2030	10.249
2031 a 2033	30.746
2034 a 2036	20.498
<b>Total</b>	<b>351.602</b>

### 10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2025 e 2024:

	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.884.538</b>	<b>1.884.538</b>	<b>1.392.893</b>	<b>1.392.893</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.777)	(4.777)	(2.749)	(2.749)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	69.102	69.102	64.330	64.330
Despesa de Juros sobre o capital próprio	-	-	(147.700)	(147.700)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(314.300)	(342.700)	(4.089)	(2.232)
<b>Base de cálculo</b>	<b>1.634.563</b>	<b>1.606.163</b>	<b>1.302.685</b>	<b>1.304.542</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(147.111)</b>	<b>(401.541)</b>	<b>(117.242)</b>	<b>(326.136)</b>
Provisão para riscos fiscais	-	(1)	-	-
<b>Total</b>	<b>(147.111)</b>	<b>(401.542)</b>	<b>(117.242)</b>	<b>(326.136)</b>
Corrente	(111.380)	(298.035)	(42.614)	(117.374)
Diferido	(35.731)	(103.507)	(74.628)	(208.762)

(\*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 139.238 (R\$ 283.390 em 2024), refere-se a, (i) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 em 2024), (iii) diferenças temporárias de R\$ 39.782 (R\$ 361.132 em 2024) e crédito (iii) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 88.599 (crédito R\$ 88.599 em 2024).

#### 10.6 - Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2025 e 2024 foram os seguintes:

	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Perdas (ganhos) atuariais</b>	44.543	44.543	(102.140)	(102.140)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	(16.540)	(16.540)	51.113	51.113
<b>Base de cálculo</b>	<b>28.003</b>	<b>28.003</b>	<b>(51.027)</b>	<b>(51.027)</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados</b>	<b>(2.520)</b>	<b>(7.001)</b>	<b>4.592</b>	<b>12.757</b>
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	2.520	7.001	(948)	(2.634)
<b>Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.644</b>	<b>10.123</b>
<b>Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros</b>	<b>409</b>	<b>409</b>	<b>1.784</b>	<b>1.784</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados sobre o risco de crédito</b>	<b>(36)</b>	<b>(102)</b>	<b>(161)</b>	<b>(446)</b>
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>(36)</b>	<b>(102)</b>	<b>3.483</b>	<b>9.677</b>

#### ( 11 ) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>9.352.489</b>
Transferência - ativo contratual	1.207.432
Transferência - ativo intangível	(4.526)
Ajuste ao valor justo	476.065
Baixas	(103.891)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>10.927.569</b>
Transferência - ativo contratual	1.458.964
Transferência - ativo intangível	(6.118)
Ajuste ao valor justo	469.006
Baixas	(115.187)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>12.734.234</b>

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão, e a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição “VNR” – nota 4), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 24) no resultado do exercício.

Em 2025, o valor das baixas de R\$ 115.187 (R\$ 103.891 em 2024) refere-se tanto à do ativo de R\$ 58.168 (R\$ 51.063 em 2024) como à baixa de sua respectiva atualização de R\$ 57.019 (R\$ 52.828 em 2024).

## ( 12 ) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Adiantamentos - fornecedores	703	91	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	96.288	39.343	-	-
Ordens em curso	71.059	72.498	-	-
Serviços prestados a terceiros	8.713	6.719	-	-
Despesas antecipadas	51.598	48.349	7.608	8.659
Contas a receber - CDE	232.615	122.286	-	-
Adiantamentos a funcionários	10.703	9.026	-	-
Arrendamentos e aluguéis	24.686	23.461	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica	4.379	4.379	-	-
Outros	11.857	11.873	10.419	8.223
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(8.905)	(17.083)	-	-
<b>Total</b>	<b>503.696</b>	<b>320.942</b>	<b>18.028</b>	<b>16.883</b>

**Cauções, fundos e depósitos vinculados** - garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento da Companhia.

**Ordens em curso** - compreende a custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética ("PEE") e Pesquisa e Desenvolvimento ("P&D"). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 21).

**Despesas antecipadas** - refere-se principalmente a antecipação de despesas com PROINFA e licença de *software*.

**Contas a receber – CDE** – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 30.414 (R\$ 16.658 em 31 de dezembro de 2024); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 191.517 (R\$ 102.574 em 31 de dezembro de 2024) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 10.684 (R\$ 3.054 em 31 de dezembro de 2024) (nota 24.3).

**Outros:** refere-se, principalmente, ao direito de uso dos contratos de arrendamento da Companhia.

## ( 13 ) ATIVO CONTRATUAL

<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>944.845</b>
Adições	1.778.930
Transferência - Intangível em serviço	(189.294)
Transferência - Ativo financeiro	(1.207.432)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>1.327.049</b>
Adições	2.037.449
Transferência - Intangível em serviço	(157.962)
Transferência - Ativo financeiro	(1.458.964)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>1.747.572</b>

Referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

**( 14 ) INTANGÍVEL**

	Direito de concessão			Total
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>201.683</b>	<b>1.751.284</b>	<b>2.637</b>	<b>1.955.604</b>
Custo histórico	1.923.048	5.585.648	42.904	7.551.600
Amortização acumulada	(1.721.365)	(3.834.364)	(40.267)	(5.595.996)
Amortização	(52.099)	(490.247)	(1.268)	(543.614)
Transferência - ativo contratual	-	189.294	-	189.294
Transferência - ativo financeiro	-	4.526	-	4.526
Baixa e transferência - outros ativos	-	(25.258)	(200)	(25.458)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>149.584</b>	<b>1.429.599</b>	<b>1.168</b>	<b>1.580.352</b>
Custo histórico	1.923.048	5.602.588	42.704	7.568.340
Amortização acumulada	(1.773.464)	(4.172.989)	(41.536)	(5.987.988)
Amortização	(52.099)	(540.639)	(767)	(593.504)
Transferência - ativo contratual	-	157.962	-	157.962
Transferência - ativo financeiro	-	6.118	-	6.118
Baixa e transferência - outros ativos	-	(17.481)	-	(17.481)
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>97.484</b>	<b>1.035.560</b>	<b>402</b>	<b>1.133.446</b>
Custo histórico	1.923.048	5.604.466	42.704	7.570.219
Amortização acumulada	(1.825.564)	(4.568.906)	(42.302)	(6.436.773)

**Adquirido em Combinações de Negócios:** Refere-se principalmente ao intangível decorrente de incorporações da AES Guaíba Empreendimentos e DOC 3 Participações S.A. A amortização deste intangível é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização”.

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2025 foram capitalizados R\$ 21.424 (R\$ 17.310 em 2024), a uma taxa média de 7,97% a.a. (7,66% a.a. em 2024) (nota 27).

**Teste de redução ao valor recuperável dos ativos**

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros. Para os exercícios de 2025 e 2024, não houve necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos ativos intangíveis.

## ( 15 ) FORNECEDORES

	31/12/2025	31/12/2024
<b>Circulante</b>		
Encargos de serviço do sistema	1.689	11.381
Suprimento de energia elétrica	546.661	427.129
Encargos de uso da rede elétrica	206.502	206.739
Materiais e serviços	358.601	325.380
<b>Total</b>	<b>1.113.453</b>	<b>970.629</b>
<b>Não circulante</b>		
Suprimento de energia elétrica	167.414	169.177
Encargos de uso da rede elétrica	64.059	64.733
<b>Total</b>	<b>231.473</b>	<b>233.910</b>

Os montantes de suprimento de energia elétrica e Encargos de uso da rede elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 34).

## ( 16 ) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Mensuradas ao custo</b>							
Pré Fixado	-	170.849	-	3.562	-	-	174.411
<b>Pós Fixado</b>							
IPCA	2.153.907	-	(132.185)	170.339	-	(43.023)	2.149.038
Selic	304.902	404.000	(69.630)	100.427	-	(38.703)	700.996
Gastos com captação	(16.552)	(7.574)	-	8.135	-	-	(15.991)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Pré Fixado	364.696	171.123	(39.352)	28.688	-	(9.841)	515.314
Marcação a mercado	(66.622)	-	-	14.271	-	-	(52.351)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>2.740.331</b>	<b>738.398</b>	<b>(241.168)</b>	<b>325.422</b>	<b>-</b>	<b>(91.567)</b>	<b>3.471.416</b>
<b>Moeda estrangeira</b>							
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Dólar	1.362.949	-	(1.056.553)	22.078	(118.581)	(29.166)	180.727
lene	414.698	-	-	3.508	(44.055)	(3.650)	370.501
Marcação a mercado	(35.184)	-	-	29.017	-	-	(6.167)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>1.742.462</b>	<b>-</b>	<b>(1.056.553)</b>	<b>54.604</b>	<b>(162.635)</b>	<b>(32.816)</b>	<b>545.061</b>
<b>Total</b>	<b>4.482.794</b>	<b>738.398</b>	<b>(1.297.721)</b>	<b>380.025</b>	<b>(162.635)</b>	<b>(124.383)</b>	<b>4.016.477</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.308.175</b>						<b>1.361.449</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.174.619</b>						<b>2.655.028</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Pós Fixado</b>							
IPCA	2.145.817	-	(153.928)	212.290	-	(50.271)	2.153.907
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
Gastos com captação	(10.854)	(9.167)	-	3.469	-	-	(16.552)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Pré Fixado	-	361.436	-	3.260	-	-	364.696
Marcação a mercado	-	-	-	(66.622)	-	-	(66.622)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>2.134.963</b>	<b>652.269</b>	<b>(153.928)</b>	<b>157.299</b>	<b>-</b>	<b>(50.271)</b>	<b>2.740.331</b>
<b>Moeda estrangeira</b>							
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Dólar	1.370.309	-	(310.954)	40.704	303.518	(40.628)	1.362.949
Iene	361.696	199.100	(220.895)	4.191	74.661	(4.055)	414.698
Marcação a mercado	(51.005)	-	-	15.821	-	-	(35.184)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>1.681.000</b>	<b>199.100</b>	<b>(531.849)</b>	<b>60.716</b>	<b>378.179</b>	<b>(44.684)</b>	<b>1.742.462</b>
<b>Total</b>	<b>3.815.963</b>	<b>851.369</b>	<b>(685.778)</b>	<b>218.015</b>	<b>378.179</b>	<b>(94.955)</b>	<b>4.482.794</b>
<b>Circulante</b>	<b>534.107</b>						<b>1.308.175</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.281.856</b>						<b>3.174.619</b>

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 58.518 (R\$ 101.806 em 31 de dezembro de 2024), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 3.561 (perdas R\$ 55.138 em 31 de dezembro de 2024), contratados para proteção da variação cambial (nota 31.b), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 54.957 (ganho R\$ 46.668 em 31 de dezembro de 2024).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2025	31/12/2024	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Moeda nacional</b>					
<b>Mensuradas ao custo</b>					
Pré Fixado	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	174.411	-	2025 a 2029	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
		174.411	-		
<b>Pós Fixado</b>					
<b>IPCA</b>					
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,74%	2.149.038	2.153.907	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		2.149.038	2.153.907		
<b>SELIC</b>					
FINEM	SELIC-10 + 1,52%	700.996	304.902	2025 a 2027	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
		700.996	304.902		
<b>Gastos com captação</b>					
<b>Mensuradas ao valor justo</b>					
Pré Fixado		(15.991)	(16.552)		
FINEM Emergencial	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	515.314	364.696	2025 a 2029	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
Marcação a mercado		(52.351)	(66.622)		
		462.962	298.074		
<b>Total moeda nacional</b>		<b>3.471.416</b>	<b>2.740.331</b>		
<b>Moeda estrangeira</b>					
<b>Mensuradas ao valor justo</b>					
<b>Empréstimos bancários (Lei 4.131)</b>					
Dólar	US\$ + de 1,83%	180.727	1.362.949	2021 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Iene	Iene + 0,92%	370.501	414.698	2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(6.167)	(35.184)		
<b>Total moeda estrangeira</b>		<b>545.061</b>	<b>1.742.462</b>		
<b>Total</b>		<b>4.016.477</b>	<b>4.482.794</b>		

Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratados em moeda estrangeira, possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo variam de 90% a 120% do CDI.

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante têm vencimentos assim programados:

#### Ano de vencimento

2027	1.074.127
2028	1.574.146
2029	59.106
<b>Subtotal</b>	<b>2.707.379</b>
Marcação a mercado	(52.351)
<b>Total</b>	<b>2.655.028</b>

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada %		% da dívida	
	2025	2024	2025	2024
IPCA	4,26	4,83	70,56	54,48
CDI	14,90	12,15	12,27	37,38
Outros			17,17	8,14
			<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

## Adições no exercício:

Modalidade	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro / Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
	Total aprovado	Liberado em 2025					
<b>Moeda Nacional</b>							
<b>Mensuradas ao custo</b>							
BNDES Equipamentos Finame	290.000	96.325	Trimestral	Mensal após 01/2026	Investimento	BRL + 2,35%	CDI -10,61% a -11,54%
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB B	704.000	396.426	Trimestral	Mensal após 09/2025	Capital de giro	SELIC -10 + 1,52%	Não se aplica
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB A	400.000	100.000	Trimestral	Mensal após 09/2025	Capital de giro	BRL + 7,42%	CDI -5,21% a -7,28%
BNDES Equipamentos Finame	290.000	75.067	Trimestral	Mensal após 01/2026	Investimento	BRL + 2,35%	CDI -10,61% a -11,54%
BNDES Reconstrução	93.389	70.580	Trimestral	Mensal após 01/2026	Investimento	BRL + 2,55%	Não se aplica
	<b>1.777.389</b>	<b>738.398</b>					

## Condições restritivas:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"). Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

### Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

## ( 17 ) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	2.172.168	-	(1.090.000)	219.077	(218.214)	1.083.031
IPCA	-	1.441.000	-	70.230	(37.234)	1.473.996
Gastos com captação	(3.712)	(43.406)	-	4.150	-	(42.968)
<b>Total ao custo</b>	<b>2.168.456</b>	<b>1.397.594</b>	<b>(1.090.000)</b>	<b>293.457</b>	<b>(255.448)</b>	<b>2.514.059</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	2.537.466	-	(159.170)	256.341	(140.075)	2.494.562
Marcação a mercado	(223.843)	-	-	116.249	-	(107.594)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>2.313.623</b>	<b>-</b>	<b>(159.170)</b>	<b>372.590</b>	<b>(140.075)</b>	<b>2.386.968</b>
<b>Total</b>	<b>4.482.079</b>	<b>1.397.594</b>	<b>(1.249.170)</b>	<b>666.047</b>	<b>(395.523)</b>	<b>4.901.026</b>
<b>Circulante</b>	<b>139.515</b>					<b>66.657</b>
<b>Não circulante</b>	<b>4.342.564</b>					<b>4.834.369</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	1.719.258	1.052.000	(603.000)	254.785	(250.874)	2.172.168
IPCA	92.627	-	(92.006)	1.768	(2.389)	-
Gastos com captação	(4.602)	(2.722)	-	3.612	-	(3.712)
<b>Total ao custo</b>	<b>1.807.283</b>	<b>1.049.278</b>	<b>(695.006)</b>	<b>260.164</b>	<b>(253.263)</b>	<b>2.168.456</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	1.885.924	696.000	(151.266)	224.033	(117.224)	2.537.466
Marcação a mercado	(50.743)	-	-	(173.100)	-	(223.843)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>1.835.181</b>	<b>696.000</b>	<b>(151.266)</b>	<b>50.932</b>	<b>(117.224)</b>	<b>2.313.623</b>
<b>Total</b>	<b>3.642.464</b>	<b>1.745.278</b>	<b>(846.272)</b>	<b>311.096</b>	<b>(370.487)</b>	<b>4.482.079</b>
<b>Circulante</b>	<b>284.265</b>					<b>139.515</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.358.199</b>					<b>4.342.564</b>

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2025 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 107.594 (R\$ 223.843 em 31 de dezembro de 2024), que reduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 95.824 (perdas R\$ 183.571 em 31 de dezembro de 2024), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 31), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 11.770 (ganhos R\$ 40.272 em 31 de dezembro de 2024).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2025	31/12/2024	Faixa de vencimento	Garantia
<b>Mensuradas ao custo</b>					
Pós fixado					
CDI	CDI + 0,27 a 1,48%	1.083.031	2.172.168	2021 a 2031	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 6,92%	1.473.996	-	2024 a 2027	Fiança da CPFL Energia
Gastos com captação					
		(42.968)	(3.712)		
<b>Total mensuradas ao custo</b>					
		<b>2.514.059</b>	<b>2.168.456</b>		
<b>Mensuradas ao valor justo</b>					
Pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% + 6,20%	2.494.562	2.537.466	2023 a 2039	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado					
		(107.594)	(223.843)		
<b>Total mensuradas ao valor justo</b>					
		<b>2.386.968</b>	<b>2.313.623</b>		
<b>Total</b>					
		<b>4.901.026</b>	<b>4.482.079</b>		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo variam de 0,45% a 1,50% do CDI e IPCA + 5,05%.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2028	511.659
2029	936.019
2030	514.039
2031	605.958
2032	2.226.983
2033 a 2039	147.305
<b>Subtotal</b>	<b>4.941.963</b>
Marcação a mercado	(107.594)
<b>Total</b>	<b>4.834.369</b>

#### Adições no exercício:

Modalidade	Quantidade emitida	Montantes R\$ mil		Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro /Taxa efetiva anual
		Liberado em 2025	Liberado líquido dos gastos de emissão				
Moeda nacional - IPCA							
19ª Emissão	1.090.000	1.090.000	1.057.239	Semestral	05 parcelas: mai/2033, nov/2033, mai/2034, nov/2034 e mai/2035	Investimentos	IPCA + 6,93%
20ª Emissão	351.000	351.000	340.355	Semestral	05 Parcelas: Set/ 33, Mar/34, Set/34, Mar/35 e Set/35	Investimentos	IPCA + 6,90%
	<b>1.441.000</b>	<b>1.441.000</b>	<b>1.397.594</b>				

#### Pré pagamento

No exercício de 2025 foram liquidadas antecipadamente R\$ 1.090.000 de debêntures da 14ª emissão, cujo vencimento original era até dezembro de 2026.

#### Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas semestralmente, apresentamos abaixo os parâmetros de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

### ( 18 ) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

#### 18.1 – Características:

**“Plano 1” (Plano Único da incorporada):** Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018; e

**“Plano 2” (Plano Único da incorporadora):** Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

#### 18.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2025		31/12/2024	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	410.429	537.910	388.941	516.508
Valor justo dos ativos do plano	(454.621)	(473.713)	(443.253)	(467.674)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>(44.192)</b>	<b>64.197</b>	<b>(54.312)</b>	<b>48.834</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	44.192	-	54.312	-
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(48.250)	-	(47.695)
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>-</b>	<b>15.947</b>	<b>-</b>	<b>1.139</b>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023</b>	<b>471.126</b>	<b>561.004</b>
Custo do serviço corrente bruto	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigação atuarial	44.388	52.031
Contribuições de participantes vertidas no exercício	91	834
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)
Benefícios pagos no exercício	(36.594)	(49.451)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024</b>	<b>388.941</b>	<b>468.813</b>
Custo do serviço corrente bruto	(2.204)	(1.240)
Juros sobre obrigação atuarial	43.688	52.362
Contribuições de participantes vertidas no exercício	81	850
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(555)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	18.002	17.442
Benefícios pagos no exercício	(38.079)	(48.012)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2025</b>	<b>410.429</b>	<b>489.660</b>

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023</b>	<b>(473.065)</b>	<b>(500.813)</b>
Rendimento esperado no exercício	(45.875)	(48.120)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(91)	(834)
Contribuições de patrocinadoras	(2.639)	(6.019)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661
Benefícios pagos no exercício	36.594	49.451
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024</b>	<b>(443.253)</b>	<b>(467.674)</b>
Rendimento esperado no exercício	(50.401)	(52.751)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(81)	(850)
Contribuições de patrocinadoras	(2.518)	(6.551)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	3.553	6.091
Benefícios pagos no exercício	38.079	48.022
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2025</b>	<b>(454.621)</b>	<b>(473.713)</b>

### 18.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2025		31/12/2024	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Passivo atuarial líquido no início do exercício</b>	-	<b>1.139</b>	-	<b>60.192</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(2.497)	(1.629)	(2.382)	3.032
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.518)	(6.551)	(2.639)	(6.019)
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(555)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	18.002	17.442	(77.971)	(96.814)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	3.553	6.101	41.823	38.661
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(16.540)	-	51.113	-
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2025</b>	-	<b>15.947</b>	-	<b>1.139</b>
Outras contribuições	-	3	-	-
<b>Passivo atuarial líquido no final do exercício</b>	-	<b>15.950</b>	-	<b>1.139</b>
Circulante		3		-
Não circulante		15.947		1.139

#### 18.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2026 estão apresentadas no montante de R\$ 2.397 (plano 1) e R\$ 6.190 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<b>Ano de pagamento</b>	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
2026	40.196	53.482
2027	41.428	54.948
2028	42.708	56.680
2029	43.902	58.001
2030 a 2035	285.535	374.962
<b>Total</b>	<b>453.769</b>	<b>598.073</b>

Em 31 de dezembro de 2025, a duração média da obrigação do benefício definido foi 8,0 anos (Plano 1) e 8,7 anos (Plano 2).

#### 18.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2026 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2025 e 2024, são como segue:

	2026 estimadas		2025 realizadas		2024 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.277)	(1.322)	(2.204)	(1.240)	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigações atuariais	44.849	53.189	43.688	52.362	44.388	52.031
Rendimento esperado dos ativos do plano	(50.199)	(51.852)	(50.401)	(52.751)	(45.875)	(48.120)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	5.078	-	6.420	-	1.260	-
<b>Total de (receita) despesa</b>	<b>(2.549)</b>	<b>15</b>	<b>(2.497)</b>	<b>(1.629)</b>	<b>(2.382)</b>	<b>3.032</b>

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2025	31/12/2024
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,83% a.a.(*)	5,77% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT 2000 MF(**)	BR-EMS sb v.2021 (segregada por sexo)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(\*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE Plano I foi de 4,40% em 2025 e de 4,34% em 2024.

(\*\*) Tábua biométrica de mortalidade geral para a RGE Sul plano I é BR-EMSsb v.2015 desagregada em 20% (segregada por sexo) em 2025 e 2024.

## 18.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2026, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2025.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	<b>Plano 1</b>		<b>Plano 2</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Renda fixa</b>	<b>97%</b>	<b>85%</b>	<b>97%</b>	<b>84%</b>
Títulos públicos federais	82%	69%	80%	65%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%
Títulos privados (instituições não financeiras)	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	15%	14%	16%	18%
<b>Renda variável</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>
Fundos de investimento em ações	0%	4%	0%	4%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>
Fundos de investimento multimercado	0%	10%	0%	10%
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>
Depósitos judiciais e outros	0%	-1%	0%	-1%
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	<b>Meta para 2026 - Fundação Família Previdência</b>	
	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
Renda fixa	97,7%	97,1%
Imóveis	0,4%	0,5%
Empréstimos e financiamentos	1,7%	2,2%
Investimentos estruturados	0,2%	0,2%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

A meta de alocação para 2026 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2025 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2026, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management – ALM* (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados

no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos dos planos previdenciários para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez e solvência dos planos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis o fluxo de recebimento os ativos investidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

#### **18.7 - Análise de sensibilidade**

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação do benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 8.329 no plano 1 e de R\$ 10.808 no plano 2 (redução de R\$ 8.029 no plano 1 e de R\$ 10.420 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 7.366 no plano 1 e de R\$ 11.490 no plano 2 (uma redução de R\$ 7.603 no plano 1 e de R\$ 11.797 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,49% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,24% a.a. e 11,74% a.a..

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (plano I) e AT-2000 MF (plano II). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

#### **18.8 - Risco de investimento:**

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC. que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2025: a) aquisição de títulos públicos na curva; b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável; e c) redução na exposição do Segmento de Investimentos Estruturados.

A Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), Tracking Risk, Tracking Error e Teste de Estresse ("Stress Test").

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente. Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos dos planos.

#### ( 19 ) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>				
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	98.063	-	4.741	4.466
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	37.254	-	2.296	2.161
<b>Total</b>	<b>135.317</b>	<b>-</b>	<b>7.036</b>	<b>6.627</b>

	Circulante	
	31/12/2025	31/12/2024
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	58.495	24.798
Programa de integração social - PIS	10.742	7.710
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	49.984	35.866
Outros	24.121	20.685
<b>Total</b>	<b>143.342</b>	<b>89.058</b>

#### ( 20 ) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2025		31/12/2024	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
<b>Trabalhistas</b>	105.122	19.907	88.843	24.449
<b>Cíveis</b>	94.654	8.816	85.959	11.846
<b>Fiscais</b>	14.731	32.192	18.380	30.639
<b>Regulatórios</b>	82.504	-	77.525	-
<b>Total</b>	<b>297.010</b>	<b>60.915</b>	<b>270.707</b>	<b>66.933</b>

A movimentação das provisões está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2024	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2025
<b>Trabalhistas</b>	88.843	33.864	(6.603)	(22.298)	11.315	105.122
<b>Cíveis</b>	85.959	80.302	(11.099)	(82.161)	21.653	94.654
<b>Fiscais</b>	18.380	10.604	(2.374)	(13.302)	1.423	14.731
<b>Regulatórios</b>	77.525	30.159	(7.446)	(35.232)	17.499	82.504
<b>Total</b>	<b>270.707</b>	<b>154.928</b>	<b>(27.522)</b>	<b>(152.994)</b>	<b>51.890</b>	<b>297.010</b>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- Trabalhistas** - as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações);
- Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- Fiscais** - refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo principalmente INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS; e;
- Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador.

#### Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, estavam assim representadas:

	31/12/2025	31/12/2024	Principais causas
Trabalhistas	317.316	271.246	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	962.284	994.374	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação de faixa de domínio
Fiscais	1.180.039	1.204.407	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	682.313	653.899	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	38.483	147.457	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>3.180.434</b>	<b>3.271.383</b>	

**Fiscais:** Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL): Em 2012, a RGE recebeu a Execução Fiscal ajuizada pela União Federal para cobrança de IRPJ e CSLL dos exercícios de 1999 a 2003, referente a amortização do ágio registrado na aquisição da CPFL RGE pela DOC3, no montante atualizado de R\$ 650.519. Em março de 2024, o TRF4 julgou as apelações da Companhia e da União adotando entendimento desfavorável à CPFL RGE. Em março de 2025, houve o julgamento dos

Embargos de Declaração opostos pela RGE perante o TRF4, os quais foram parcialmente acolhidos para corrigir o erro material referente a data de início de registro do ágio, mas sem alteração quanto ao mérito. Assim, foram interpostos Recursos Especial e Extraordinário, os quais foram admitidos. Em 26 de novembro de 2025, foi proferida decisão monocrática no Recurso Especial, dando-lhe parcial provimento para anular o acórdão proferido no julgamento dos embargos de declaração, determinando o retorno dos autos a apreciação de omissões pelo tribunal de origem. Cabem recursos contra a referida decisão.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

## ( 21 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Consumidores e concessionárias	350.235	288.426	80.149	80.993
Bônus Itaipu	-	53.084	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	45.338	59.069	14.535	2.368
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	50.461	25.986	-	13.929
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	16.523	8.409	-	-
Adiantamentos	2.804	2.086	5.954	-
Folha de pagamento	6.008	4.755	-	-
Participação nos lucros	25.331	24.685	3.014	2.341
Convênios de arrecadação	44.084	44.367	-	-
Outros	37.672	20.157	10.610	40.044
<b>Total</b>	<b>578.456</b>	<b>531.024</b>	<b>114.262</b>	<b>139.677</b>

(\*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

**Consumidores e concessionárias:** referem-se ao saldo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE") de R\$ 281.886 (R\$ 207.602 em 31 de dezembro de 2024), além de outras contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. Em relação ao SCEE é por meio desse sistema que a energia excedente produzida por unidades consumidoras que utilizam microgeração ou minigeração distribuída é injetada na rede elétrica da distribuidora e convertida em créditos de energia. Esses créditos podem ser utilizados no prazo de 60 meses para abater o consumo da própria unidade consumidora e se não utilizado é repassado na tarifa via modicidade tarifária.

**Bônus Itaipu:** refere-se aos valores recebidos e repassados à determinados consumidores decorrente do superávit na Conta de Itaipu.

**Programas de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento - P&D:** a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

**Adiantamentos:** referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

**Participação nos lucros:** em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

**Convênios de arrecadação:** referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

**Outros:** refere-se, principalmente, ao passivo de arrendamento a pagar da Companhia (nota 3.14).

## ( 22 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2025		31/12/2024	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01%	1.001.751	89,01%
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99%	123.676	10,99%
<b>Total</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00%</b>

### 22.1 - Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2025, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,91 vezes o EBITDA em 2025 (3,12 vezes em 2024), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

### 22.2 – Capital social

Através da AGO/E de 22 de abril de 2025, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2024 sem emissão de novas ações.

### 22.3 – Dividendos e Juros sobre capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 22 de abril de 2025 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2024, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77.810 e (iii) Juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 147.700.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2025:

- Dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 317.273, que será deliberado na AGO de abril de 2026.

No exercício de 2025, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 137.310 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

## 22.4 Reserva de capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 130.535.

## 22.5 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.499.481, correspondente a (i) Reserva legal R\$ 458.569, (ii) Reserva de lucros a realizar R\$ 1.194.822 e (iii) Reserva estatutária – reforço de capital de giro R\$ 1.846.090.

## 22.6 Resultado abrangente acumulado

O saldo do resultado abrangente acumulado é composto pela entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 57.197, de acordo com o CPC 33 (R2);

## 22.7 - Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	<u>2025</u>
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>1.335.886</b>
Reserva legal	(66.794)
Reserva de lucros a realizar	(271.911)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(679.908)
Dividendo mínimo obrigatório	(317.273)

Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 679.908 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 271.911, referente principalmente à atualização monetária do ativo financeiro da concessão. O montante remanescente de R\$ 66.794 foi destinado à constituição da reserva legal, e R\$ 317.273 foi proposto como dividendo mínimo obrigatório.

## ( 23 ) LUCRO POR AÇÃO

### Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2025 e 2024 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	1.335.886	949.516
<b>Denominador</b>		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	1.125.427
<b>Lucro líquido básico por ação ordinária - R\$</b>	<b>1.187,00</b>	<b>843,69</b>

Nos exercícios de 2025 e 2024 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ações que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

## ( 24 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	2.735.595	2.686.710	6.388	6.219	6.311.231	5.718.108
Industrial	19.011	19.452	555	847	543.109	740.775
Comercial	177.860	179.616	1.364	1.605	1.467.632	1.551.592
Rural	216.050	219.847	1.197	1.175	933.459	882.270
Poderes públicos	24.974	24.282	404	398	392.527	360.908
Iluminação pública	708	650	492	522	285.816	272.780
Serviço público	4.311	4.099	117	199	114.433	172.457
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>3.178.509</b>	<b>3.134.656</b>	<b>10.516</b>	<b>10.965</b>	<b>10.048.207</b>	<b>9.698.890</b>
Consumo próprio	235	233	6	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	134.582	(189.004)
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(5.982.696)	(5.676.469)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>3.178.744</b>	<b>3.134.889</b>	<b>10.522</b>	<b>10.972</b>	<b>4.200.093</b>	<b>3.833.417</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e autorizadas</b>			79	115	142.347	165.368
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(113.824)	(123.817)
Energia elétrica de curto prazo			1.447	836	295.263	103.133
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>1.526</b>	<b>951</b>	<b>323.786</b>	<b>144.684</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					6.096.520	5.800.286
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					2.333.821	1.951.078
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(50.366)	(64.433)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					2.015.297	1.747.252
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					917.239	1.059.693
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					411.987	423.237
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários					1.242.664	862.062
Outras receitas e rendas					417.112	182.087
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>13.384.274</b>	<b>11.961.262</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>17.908.153</b>	<b>15.939.363</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(2.180.858)	(1.995.773)
PIS					(215.203)	(190.303)
COFINS					(991.272)	(880.205)
ISS					(196)	(195)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.928.696)	(1.566.141)
Programa de P & D e eficiência energética					(99.838)	(89.156)
PROINFA					(86.071)	(72.542)
Bandeiras tarifárias e outros					-	(2.462)
Outros					(54.002)	(120.640)
					<b>(5.556.136)</b>	<b>(4.917.417)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>12.352.016</b>	<b>11.021.946</b>

### 24.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE") conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo

requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADÉE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

#### **24.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)**

Em 18 de junho de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 3.473, relativo ao Reajuste Tarifário Anual - RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 12,39%.

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da Companhia, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a Companhia busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da Companhia e da ABRADÉE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à Companhia buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

#### **24.3 – Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários**

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2025, foi registrada receita de R\$ 1.242.664 (R\$ 862.062 em 2024), sendo (i) R\$ 144.515 (R\$ 86.516 em 2024) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 758.256 (R\$ 661.244 em 2024) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 141.836 (R\$ 34.846 em 2024) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 198.057 (R\$ 79.456 em 2024) de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme institui a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

#### **24.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A REH nº 3.484, de 15 de julho de 2025, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2025 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente a homologação da cota.

A ANEEL, por meio da REH nº 3.433, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, e suas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023. A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessa conta foram encerrados em setembro de 2024.

## 24.5 - Outras Receitas e Rendas

A Companhia obteve êxito no procedimento arbitral movido contra a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. e The AES Corporation, motivada por operação de compra relacionada à empresa RGE Sul, adquirida em outubro de 2016 pelo Grupo CPFL Energia.

O procedimento arbitral, que tramitou sob sigilo, foi concluído, conforme comunicado ao mercado em 06 de novembro de 2025. A receita foi reconhecida no montante total de R\$ 210.240, sendo R\$ 189.700 na receita operacional e R\$ 20.540 na receita financeira, a título de acordo e quitação Integral dos pleitos discutidos na Arbitragem.

### ( 25 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2025	2024	2025	2024
<b>Energia comprada para revenda</b>				
Energia de Itaipu Binacional	3.100	3.192	(699.550)	(732.267)
PROINFA	235	251	(129.217)	(109.529)
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	11.029	10.565	(3.568.519)	(2.830.538)
Crédito de PIS e COFINS	-	-	395.679	322.387
<b>Subtotal</b>	<b>14.364</b>	<b>14.007</b>	<b>(4.001.606)</b>	<b>(3.349.947)</b>
<b>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</b>				
Encargos da rede básica			(1.402.751)	(1.372.992)
Encargos de transporte de Itaipu			(107.288)	(117.451)
Encargos de conexão			(202.227)	(188.089)
Encargos de uso do sistema de distribuição			(7.398)	(7.399)
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			33.368	(50.110)
Encargos de energia de reserva - EER			(273.248)	(251.812)
Crédito de PIS e COFINS			181.254	183.873
<b>Subtotal</b>			<b>(1.778.290)</b>	<b>(1.803.980)</b>
<b>Total</b>			<b>(5.779.896)</b>	<b>(5.153.927)</b>

(\*) Conta de energia de reserva

**( 26 ) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

	Outras despesas operacionais											
	Outros custos com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pessoal	(287.061)	(259.161)	-	-	(118.413)	(121.150)	(97.919)	(98.863)	-	-	(503.394)	(479.173)
Entidade de previdência privada	4.126	(650)	-	-	-	-	-	-	-	-	4.126	(650)
Material	(95.085)	(95.226)	(641)	(501)	(25.135)	(25.043)	(1.454)	(5.700)	-	-	(122.294)	(126.469)
Serviços de terceiros	(171.890)	(175.436)	(732)	(545)	(46.931)	(41.669)	(186.079)	(150.766)	-	-	(405.633)	(368.416)
Custos com construção da infraestrutura	-	-	(2.015.297)	(1.747.252)	-	-	-	-	-	-	(2.015.297)	(1.747.252)
Outros	(26.528)	(29.680)	7	(21)	(19.723)	(22.002)	(165.065)	(144.914)	(108.420)	(124.012)	(319.730)	(320.630)
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	(20.768)	(22.278)	-	-	-	-	(20.768)	(22.278)
Arrendamentos e aluguéis	(24.987)	(28.028)	-	-	-	-	2.809	(372)	-	-	(22.178)	(28.400)
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	(8.529)	(7.267)	-	-	(8.529)	(7.267)
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	(145)	(50)	(147.764)	(132.413)	-	-	(147.908)	(132.463)
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	(104.655)	(120.370)	(104.655)	(120.370)
Outros	(1.541)	(1.652)	7	(21)	1.189	326	(11.581)	(4.864)	(3.766)	(3.642)	(15.692)	(9.853)
<b>Total</b>	<b>(576.418)</b>	<b>(560.152)</b>	<b>(2.016.663)</b>	<b>(1.748.320)</b>	<b>(210.203)</b>	<b>(209.864)</b>	<b>(450.517)</b>	<b>(400.243)</b>	<b>(108.420)</b>	<b>(124.012)</b>	<b>(3.362.221)</b>	<b>(3.042.591)</b>

## ( 27 ) RESULTADO FINANCEIRO

	2025	2024
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	97.466	69.611
Acréscimos e multas moratórias	114.600	75.368
Atualização de créditos fiscais	162.378	128.669
Atualização de depósitos judiciais	3.806	3.800
Atualizações monetárias e cambiais	47.055	13.605
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	5.747	6.059
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	194.472	36.484
PIS/COFINS sobre outras receitas financeiras	(24.014)	(6.439)
Outros	9.913	9.389
<b>Total</b>	<b>611.423</b>	<b>336.546</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(657.860)	(582.928)
Atualizações monetárias e cambiais	(479.672)	(375.429)
(-) Juros capitalizados	21.424	17.310
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(26.948)	(43.843)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8.1)	(42.511)	(54.984)
Atualização de mútuo com partes relacionadas (nota 28)	(2.421)	-
Outros	(72.140)	(71.551)
<b>Total</b>	<b>(1.260.128)</b>	<b>(1.111.425)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(648.706)</b>	<b>(774.879)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,97% a.a. em 2025 (7,66% a.a. em 2024) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 198.258 (ganhos R\$ 23.723 em 2024) (nota 31).

## ( 28 ) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2025, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A. (“SGBP”)  
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.  
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** - A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas

respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

- c) **Contrato de mútuo** - refere-se principalmente a contrato celebrado com a State Grid Europe Limited (SGEL), com vencimento em setembro de 2028 e juros semestrais a partir de março de 2026 e remunerado a renminbi + 1,98%, com derivativos contratados de CDI -0,36%.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 18 - Entidade de Previdência Privada.

A controladora CPFL Energia possui um "Comitê de Partes Relacionadas", formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2025, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 5.609 (R\$ 6.030 em 2024). Este valor é composto por R\$ 4.834 (R\$ 5.134 em 2024) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 624 (R\$ 752 em 2024) de benefícios pós-emprego e R\$ 151 (R\$ 144 em 2024) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

### Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	1.512	775	7.917	7.880	-	-	(82.457)	(81.096)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	-	(265)	(126)
<b>Contrato de Mútuo</b>								
State Grid Europe Limited ("SGEL")	-	-	672.403	-	-	-	(12.403)	-
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia e CPFL Comercialização Brasil	-	-	317.273	137.310	-	-	-	-
<b>Ativo contratual, intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	371	522	15.215	9.915	57	41	(101.892)	(100.430)
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	16	17	6.093	5.790	206	144	(419.942)	(388.804)
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	6.290	5.973	-	-	(75.125)	(75.378)
<b>Encargos - Rede básica</b>								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	-	(132.566)	(128.287)
<b>Outras operações financeiras</b>								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	-	382.298	-	-	(23.432)	(45.059)
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	165	-	-	-	(1.812)	(1.769)
Entidades sob o controle da CPFL Energia	74	122	55.636	35.049	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	(4.176)	-	-

(\*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de

dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados o montante de R\$ 13.200 no exercício (R\$ 20.120 em 2024), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

## ( 29 ) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<b>Descrição</b>	<b>Ramo da apólice</b>	<b>31/12/2025</b>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos operacionais e riscos de engenharia	412.000
Transporte	Transporte nacional e internacional	479.986
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	77.881
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	425.302
Garantia	Seguro Garantia	2.097.483
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	152.200
<b>Total</b>		<b>3.644.852</b>

Determinadas apólices para cobertura de responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

## ( 30 ) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (*Data Protection Officer*), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração e conselho fiscal da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

### Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Risco;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Riscos no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

**Cabe ao Comitê de Auditoria:**

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

**Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:**

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

**À Diretoria Executiva cabe:**

- Recomendar mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;
- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação dos limites de riscos.

**A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO é responsável por:**

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extrapolação do limite de risco:
  - a) Validar o preenchimento do Formulário de Extrapolação de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
  - b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
  - c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo

denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 31.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia hídrica:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2025, observou-se uma hidrologia desfavorável pelo 2º ano consecutivo, registrando 78% da média de longo termo e constituindo o 8º pior no histórico de 95 anos. As regiões mais impactadas foram SE/CO e NE, contido, devido a ações operativas e de planejamento advindas do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País – PRR (Art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021) foi possível preservar os recursos hídricos e iniciar 2026 com cerca de 46% da capacidade armazenável no Sistema Interligado Nacional. Apesar disso, o ONS tem alertado para riscos pontuais de atendimento eletroenergético, agravado pela elevada participação de fontes renováveis na matriz nacional (40%), perspectiva de hidrologia adversa no verão de 2026 (abaixo de 80%) e atraso no leilão de reserva de capacidade.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

## Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

**Controles para gerenciamento dos riscos:** Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing e Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

## ( 31 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria / Mensuração	Nível (*)	31/12/2025	
				Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	327.373	327.373
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	42.455	42.455
Derivativos	31	(a)	Nível 2	219.233	219.233
Ativo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	1.415.866	1.415.866
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	12.734.234	12.734.234
<b>Total</b>				<b>14.739.162</b>	<b>14.739.162</b>
<b>Passivo</b>					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	3.008.453	3.024.445
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	1.008.024	1.008.024
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	2.514.058	2.554.438
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	2.386.968	2.386.968
Mútuo com partes relacionadas (**)	28	(a)	Nível 2	672.403	672.403
Derivativos	31	(a)	Nível 2	46.223	46.223
Passivo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	619.768	619.768
<b>Total</b>				<b>10.255.896</b>	<b>10.312.268</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo.

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 133.098 em 2025 (um ganho de R\$ 223.901 em 2024).

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

### Legenda

#### Categoria / Mensuração:

(a) Valor justo contra o resultado

(b) Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos instrumentos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros e (v) convênios de arrecadação.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo de arrendamento.

Adicionalmente, não houve em 2025 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

#### **a) Valorização dos instrumentos financeiros**

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função da Companhia ter classificado o ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, assim a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

#### **b) Instrumentos derivativos**

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA ou BBB- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (notas 16 e 17). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos <sup>(1)</sup>	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	3.807	-	3.807	9.626	(5.819)	US\$ + 1,83% a 4,73%	CDI + 1,25% a 1,26%	fev/24 a jun/26	170.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(13.874)	(13.874)	(10.418)	(3.456)	lenc + 0,92%	CDI + 1,40%	jul/26	360.000
Mútuo com partes relacionadas	9.982	-	9.982	13.551	(3.569)	renminbi + 2,33%	CDI - 0,36%	set/28	660.000
	<b>13.789</b>	<b>(13.874)</b>	<b>(85)</b>	<b>12.759</b>	<b>(12.844)</b>				
Hedge variação índice de preços									
BNDES - Pré Fixado	7.671	-	7.671	1.957	5.714	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI -11,54% a + 1,40%	fev/25 a ago/28	497.942
Debêntures	197.773	(32.349)	165.424	281.248	(95.824)	IPCA + 4,3% a 6,20%	104,30% a 111,07% ou CDI + 0,11 a 0,60%	jan/24 a abr/39	2.082.543
	<b>205.444</b>	<b>(32.349)</b>	<b>173.096</b>	<b>263.205</b>	<b>(90.109)</b>				
<b>Total</b>	<b>219.233</b>	<b>(46.223)</b>	<b>173.011</b>	<b>275.964</b>	<b>(102.954)</b>				
Circulante	3.807	(16.022)							
Não circulante	215.426	(30.201)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.

<sup>(1)</sup> Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2024	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2025
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	595.146	(333.863)	14.681	275.964
Marcação a mercado	(238.709)	135.755	-	(102.954)
<b>Total</b>	<b>356.438</b>	<b>(198.108)</b>	<b>14.681</b>	<b>173.010</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>290.740</b>			<b>3.807</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>117.509</b>			<b>215.426</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>(346)</b>			<b>(16.022)</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(51.465)</b>			<b>(30.201)</b>

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado as dívidas para as quais possuem instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 16 e 17).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2025 e 2024 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2025	2024	2025	2024
Variação de taxas de juros	(57.086)	(5.632)	-	-
Marcação a mercado	105.836	(230.626)	150	625
Variação cambial	(276.777)	249.099	-	-
Marcação a mercado	29.769	10.882	-	-
<b>Total</b>	<b>(198.258)</b>	<b>23.723</b>	<b>150</b>	<b>625</b>

### c) Ativos financeiros da concessão

Conforme mencionado acima, a Companhia tem classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do exercício em 2025 de R\$ 469.006 (R\$ 476.065 em 2024), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas 11 e 24.

#### d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

#### e) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, iene, renminbi, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

##### e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2025 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%	Apreciação cambial de 50%
Instrumentos financeiros passivos	(175.638)		(14.054)	33.369	80.792
Derivativos - swap plain vanilla	175.880		14.074	(33.414)	(80.903)
	<b>243</b>	baixa dolar	<b>19</b>	<b>(46)</b>	<b>(112)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(369.424)		(41.245)	61.422	164.090
Derivativos - swap plain vanilla	370.060		41.316	(61.528)	(164.372)
	<b>636</b>	baixa iene	<b>71</b>	<b>(106)</b>	<b>(282)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(672.403)		(69.155)	116.235	301.624
Derivativos - swap plain vanilla	690.307		70.995	(119.330)	(309.656)
	<b>17.903</b>	baixa renminbi	<b>1.841</b>	<b>(3.094)</b>	<b>(8.031)</b>
<b>Total</b>	<b>18.783</b>		<b>1.930</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(8.426)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>1.930</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(8.426)</b>

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2025 foi de R\$ 5,50 para o dólar, R\$ 0,04 para o iene e R\$ 0,79 para o renminbi.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 5,94, R\$ 0,04 e R\$ 0,87 e a depreciação cambial de 8,00%, 11,16% e 10,28% do dólar, do iene e do renminbi respectivamente em 31.12.2025.

##### e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2025 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25%	Elevação/Redução de índice em 50%
Instrumentos financeiros ativos	439.566				60.001	75.001	90.001
Instrumentos financeiros passivos	(1.784.027)				(243.520)	(256.556)	(269.594)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(3.968.373)				(541.683)	(677.104)	(812.524)
Ativos e passivos financeiros setoriais	796.098				108.667	81.501	54.334
	<b>(4.516.737)</b>	alta CDI/SELIC	14,90%	13,65%	<b>(616.535)</b>	<b>(777.158)</b>	<b>(937.783)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(6.010.002)				(578.763)	(434.072)	(289.382)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.905.137				279.765	209.824	139.882
Ativo financeiro da concessão	12.734.234				1.226.307	919.730	613.153
	<b>9.629.369</b>	baixa IPCA	4,26%	9,63%	<b>927.309</b>	<b>695.482</b>	<b>463.653</b>
<b>Total</b>	<b>5.112.633</b>				<b>310.774</b>	<b>(81.676)</b>	<b>(474.130)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>310.774</b>	<b>(81.676)</b>	<b>(474.130)</b>

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

## f) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7.

### Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma "Receita ajustada", refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice "Ajustado" de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") para o mês, que foi determinado dividindo-se a "PCLD Real" pela "Receita Ajustada" de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais "Ajustados", e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

#### Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência.

#### Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

#### Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA ou BBB- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 31b). A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

#### **g) Análise de liquidez**

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2025, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2025	Nota Explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	15	1.067.316	46.136	-	-	-	231.473	1.344.926
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	75.139	240.465	1.419.015	2.978.323	57.973	288	4.771.203
Derivativos	31	-	-	16.022	-	-	30.201	46.223
Debêntures - principal e encargos	17	-	45.113	534.367	1.361.183	2.103.851	3.712.634	7.757.148
Taxas regulamentares		21.320	-	-	-	-	-	21.320
Outros	21	24.428	367.147	19.268	-	-	80.149	490.991
Consumidores e concessionárias		24.428	323.063	2.744	-	-	80.149	430.384
EPE / FNDCT / PROCEL		-	-	16.523	-	-	-	16.523
Convênio de arrecadação		-	44.084	-	-	-	-	44.084
<b>Total</b>		<b>1.188.204</b>	<b>698.860</b>	<b>1.988.672</b>	<b>4.339.506</b>	<b>2.161.824</b>	<b>4.054.745</b>	<b>14.431.811</b>

### ( 32 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2025 um valor de R\$ 21.424 (R\$ 17.310 em 2024) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 27).

Ainda em 2025, houve o aumento do capital social (nota 22) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 em 2024), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2024.

### ( 33 ) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2025	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 2 anos	3.072.393	2.222.443	-	-	5.294.836
Compra de energia de Itaipu	Até 2 anos	681.799	596.122	-	-	1.277.921
Encargos de uso do sistema de distribuição	Até 2 anos	2.215.794	2.137.483	-	-	4.353.277
Projetos de construção de subestação	Até 5 anos	161.731	37.408	3.096	-	202.235
Fornecedores de materiais e serviços	Até 12 anos	1.370.364	1.694.901	131.151	1.684	3.198.100
<b>Total</b>		<b>7.502.081</b>	<b>6.688.357</b>	<b>134.247</b>	<b>1.684</b>	<b>14.326.368</b>

### ( 34 ) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 231.473 (R\$ 233.910 em 31 de dezembro de 2024), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 80.149 (R\$ 80.993 em 31 de dezembro de 2024 (nota 21)).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a

ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os embargos infringentes foram julgados em 29/04/2025, tendo sido reformada a decisão anterior para julgar integralmente improcedente a ação anulatória. Diante dessa decisão, foram opostos embargos de declaração, os quais aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

---

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

---

**LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO**  
Presidente

**LI ZHANG**  
Conselheiro

**LINO LUZ ZANCHI**  
Conselheiro

---

---

**DIRETORIA**

---

---

**RICARDO DALAN DE VARGAS**  
Diretor Presidente

**KEDI WANG**  
Diretora Financeira  
e de Relações com Investidores

**GUSTAVO KODAMA UEMURA**  
Diretor Comercial

**ROLANDS SARETTA MENEZES**  
Diretor de Operações

**JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

**FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO**  
Diretor de Administrativo

**LI ZHANG**  
Diretor Executivo

**CHENG CHEN**  
Diretor Executivo

---

---

**CONTABILIDADE**

---

---

**ANA PAULA PERESSIM DE PAULO**  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP217200/O-6 S-RS



# RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

**Demonstrações financeiras em  
31 de dezembro de 2025  
e relatório do auditor independente**



## Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas  
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

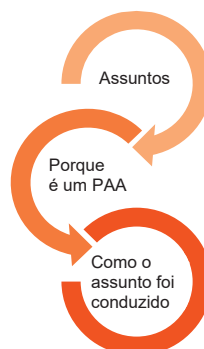
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.





RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

<b>Porque é um PAA</b>	<b>Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria</b>
<p data-bbox="263 499 821 562"><b>Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.9 e 7)</b></p> <p data-bbox="263 595 821 779">A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura.</p> <p data-bbox="263 813 861 996">Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de fornecimento não faturado estimado somava R\$ 562.313 mil.</p> <p data-bbox="263 1030 853 1249">O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p data-bbox="263 1283 861 1529">Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p data-bbox="869 595 1476 875">Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p data-bbox="869 909 1476 1435">Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo. Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.</p> <p data-bbox="869 1469 1476 1749">Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos..</p>



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

<b>Porque é um PAA</b>	<b>Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria</b>
<p><b>Reconhecimento, mensuração e classificação do ativo financeiro da concessão, do ativo contratual e do intangível (Notas 11, 13 e 14)</b></p> <p>Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresenta saldos de ativo financeiro da concessão, ativos contratual e intangível (direito de concessão - infraestrutura), nos montantes de R\$ 12.734.234 mil, R\$ 1.747.572 mil e R\$ 1.035.560 mil, respectivamente.</p> <p>Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia e custo total de aquisição e construção deduzidos da amortização acumulada, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15).</p> <p>O reconhecimento desses investimentos realizados entre ativo financeiro da concessão, ativo contratual e intangível envolve complexidade e julgamento por parte da Administração, que pode impactar a mensuração e classificação desses ativos nas demonstrações financeiras.</p> <p>Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e o intangível.</p>	<p>Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados ao processo de construção do ativo contratual, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível no momento que o ativo inicia a sua operação.</p> <p>Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.</p> <p>Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens. Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro da concessão, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados.</p> <p>Testamos o cálculo da amortização do intangível, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as premissas e critérios adotados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.</p>



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

### **Outros assuntos - Demonstração do Valor Adicionado**

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

## **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 4 de março de 2026

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes Ltda.  
CRC 2SP027613/F-1

Developed by  
Lia FONSECA  
Assinada por: LIA MARCELA RUSINQUE FONSECA 22042418000  
CPF: 22042418000  
Papel: Engenheiro (Linha)  
Datahora da Assinatura: 04 Março 2026 | 12:24:59T  
© 2026 PwC Brasil. O/C: Secretária da Receita Federal do Brasil - RFB  
CNPJ: 07.000.000/0001-91  
BRUNICE VASCONCELOS

Lia Marcela Rusinque Fonseca  
Contadora CRC 1SP291166/O-4

## DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.  
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Balancos Patrimoniais em  
31 de dezembro de 2025 e 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2025	31/12/2024
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>		<b>4.251.877</b>	<b>3.746.706</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	327.373	153.619
Consumidores	6	1.650.676	1.378.447
Concessionárias e Permissionárias	6	83.035	41.930
Serviços em Curso		67.518	68.393
Tributos Compensáveis	7	244.650	147.396
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	609.168	609.168
Almoxarifado Operacional		24.923	32.282
Investimentos Temporários	8	138.743	418.080
Ativos Financeiros Setoriais	9	762.092	393.443
Despesas Pagas Antecipadamente		51.598	48.349
Instrumentos Financeiros Derivativos	30	3.807	290.740
Outros Ativos Circulantes	11	288.295	164.859
<b>Ativo Não Circulante</b>		<b>17.652.870</b>	<b>16.656.041</b>
Consumidores	6	25.059	52.294
Tributos Compensáveis	7	226.588	284.410
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	614.014	1.082.439
Depósitos Judiciais e Cauções	18	60.915	66.933
Ativos Financeiros Setoriais	9	653.774	337.522
Despesas Pagas Antecipadamente		7.608	8.659
Bens e Direitos para Uso Futuro		7.041	7.041
Instrumentos Financeiros Derivativos	30	215.426	117.509
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		115.075	167.174
Imobilizado	12	15.277.882	14.153.513
Intangível	12	449.487	378.545
<b>Total do Ativo</b>		<b>21.904.748</b>	<b>20.402.747</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Balancos Patrimoniais em**  
**31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	<u>Notas</u>	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo Circulante</b>			
Fornecedores	13	1.113.453	970.629
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	1.438.309	1.453.191
Obrigações Sociais e Trabalhistas		84.006	76.545
Benefício Pós-Emprego	15	3	-
Tributos	17	278.659	89.058
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	27	317.273	137.310
Encargos Setoriais	16	133.643	102.254
Passivos Financeiros Setoriais	9	348.334	150.540
Instrumentos Financeiros Derivativos	30	16.022	346
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	324.400	324.400
Outros Passivos Circulantes	19	430.470	404.567
		<b>11.478.729</b>	<b>11.321.834</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>			
Fornecedores	13	231.473	233.910
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	8.163.543	7.522.030
Benefício Pós-Emprego	15	15.947	1.139
Provisão para Litígios	18	304.046	277.334
Encargos Setoriais	16	14.535	16.298
Tributos Diferidos	10	592.954	670.909
Passivos Financeiros Setoriais	9	271.434	197.964
Instrumentos Financeiros Derivativos	30	30.201	51.465
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	770.306	1.240.684
Outros Passivos Não Circulantes	19	93.971	118.532
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	990.318	991.568
<b>Total do Passivo</b>		<b><u>15.963.300</u></b>	<b><u>15.030.674</u></b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital Social		2.874.962	2.864.105
Reservas de Capital		130.535	141.391
Outros Resultados Abrangentes		1.470.295	1.649.587
Reservas de Lucros		3.499.481	2.480.867
Lucros ou prejuízos Acumulados		<u>(2.033.825)</u>	<u>(1.763.878)</u>
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>21</b>	<b><u>5.941.448</u></b>	<b><u>5.372.073</u></b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>		<b><u>21.904.748</u></b>	<b><u>20.402.747</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em**  
**31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	2025	2024
<b>Receita</b>	<b>22</b>	<b>15.126.953</b>	<b>13.657.490</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		4.200.093	3.833.417
Suprimento de Energia Elétrica		28.524	41.550
Energia Elétrica de Curto Prazo		295.263	103.133
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		8.430.341	7.751.363
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		917.239	1.059.693
Serviços Cobráveis		12.831	6.272
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		1.242.664	862.062
<b>Tributos</b>		<b>(3.378.824)</b>	<b>(3.066.791)</b>
ICMS		(2.172.145)	(1.995.372)
PIS-PASEP		(215.210)	(191.088)
COFINS		(991.272)	(880.164)
ISS		(196)	(167)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>		<b>(2.168.607)</b>	<b>(1.850.941)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(49.919)	(44.578)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(49.919)	(44.578)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.928.696)	(1.566.141)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(17.641)	(15.902)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA		(86.071)	(72.542)
Outros Encargos		(36.361)	(107.200)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>		<b>9.579.521</b>	<b>8.739.759</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>23</b>	<b>(5.779.896)</b>	<b>(5.153.927)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(4.001.606)	(3.349.947)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(1.778.290)	(1.803.980)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>3.799.625</b>	<b>3.585.831</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>(1.904.783)</b>	<b>(2.089.447)</b>
Pessoal e Administradores	24	(501.109)	(479.823)
Material		(122.294)	(126.469)
Serviços de Terceiros		(405.633)	(368.416)
Arrendamento e Aluguéis		(27.669)	(34.485)
Seguros		(2.853)	(2.047)
Doações, Contribuições e Subvenções		-	(2.298)
Provisões		(138.804)	(115.484)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(80.416)	(111.540)
(-) Recuperação de Despesas		12.566	16.831
Tributos		(5.790)	(5.360)
Depreciação e Amortização		(754.365)	(716.851)
Depreciação		(685.697)	(645.844)
Amortização		(68.668)	(71.007)
Gastos Diversos		(138.178)	(139.929)
Outras Receitas Operacionais	25	427.312	192.408
Outras Despesas Operacionais		(167.550)	(195.985)
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>1.894.842</b>	<b>1.496.384</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>26</b>	<b>(648.321)</b>	<b>(774.879)</b>
Receitas Financeiras		777.101	586.579
Despesas Financeiras		(1.425.422)	(1.361.458)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>1.246.521</b>	<b>721.505</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(331.600)	(214.854)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>914.921</b>	<b>506.651</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em**  
**31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>914.921</b>	<b>506.651</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial, líquida dos Impostos	(28.003)	37.261
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	(270)	(1.178)
<b>Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Constituição de reserva de reavaliação, líquida dos Impostos	-	785
<b>Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>(28.273)</b>	<b>36.868</b>
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>886.648</b>	<b>543.519</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em**  
**31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	31/12/2025	31/12/2024
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>914.921</b>	<b>506.651</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	68.668	71.007
Depreciação	685.697	645.844
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	167.066	191.702
Imposto de renda e Contribuição social	331.600	214.854
Juros e variações monetárias	866.488	817.705
Obrigações pós-emprego	(4.126)	650
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	80.416	111.540
Provisões para litígios	136.905	115.503
Outros	5.490	6.085
	<b>3.253.126</b>	<b>2.681.541</b>
<b>Redução (aumento) de ativos</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(373.626)	(28.515)
Depósitos vinculados a litígios	9.821	21.577
Tributos compensáveis	547.953	333.814
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(110.329)	(42.189)
Ativos financeiros setoriais	(375.146)	(485.682)
Outros ativos operacionais	36.027	189.148
<b>Aumento (redução) de passivos</b>		
Encargos setoriais	12.530	(17.045)
Fornecedores	140.386	61.847
Passivos financeiros setoriais	(533.807)	(522.766)
Obrigações pós-emprego	(9.066)	(8.675)
Salários e encargos sociais	6.815	5.889
Tributos e contribuição social	53.463	42.329
Provisões para litígios pagos	(152.994)	(110.150)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	-	(18.351)
Outros passivos operacionais	87.488	(68.155)
<b>Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>2.592.641</b>	<b>2.034.617</b>
Encargos de dívidas pagos	(519.906)	(465.442)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(273.277)	(257.006)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>1.799.458</b>	<b>1.312.169</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Adições do imobilizado e intangível	(2.083.698)	(1.839.638)
Participação financeira do consumidor	70.431	81.601
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(4.495.773)	(3.965.001)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	4.786.225	3.679.340
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento</b>	<b>(1.722.815)</b>	<b>(2.043.698)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	2.135.992	2.596.647
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(2.546.891)	(1.532.050)
Liquidação de operações com derivativos	(14.681)	(130.156)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(137.310)	(339.144)
Captações de mútuo com partes relacionadas	660.000	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento</b>	<b>97.110</b>	<b>595.298</b>
<b>Varição líquida do caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>173.752</b>	<b>(136.232)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
<b>No início do exercício</b>	<b>153.619</b>	<b>289.851</b>
<b>No fim do exercício</b>	<b>327.373</b>	<b>153.619</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em**  
**31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Outros Resultados Abrangentes				Reserva de lucros			Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>2.853.248</b>	<b>152.248</b>	<b>1.844.041</b>	<b>(65.007)</b>	<b>344.299</b>	<b>643.574</b>	<b>768.989</b>	<b>6.027</b>	<b>(1.487.329)</b>	<b>5.060.090</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	506.651	506.651
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	37.261	-	-	-	-	-	37.261
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(166.316)	-	-	-	-	-	166.316	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários	-	-	785	-	-	-	-	-	-	785
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(1.178)	-	-	-	-	-	(1.178)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	47.476	-	-	-	(47.476)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	279.336	-	-	(279.336)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	397.194	-	(397.194)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	-	(6.027)	-	(6.027)
Juros sobre capital próprio - AGE de 28/03/2024 e AGE 30/09/2024	-	-	-	-	-	-	-	-	(147.700)	(147.700)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.810)	(77.810)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2024</b>	<b>2.864.105</b>	<b>141.391</b>	<b>1.678.511</b>	<b>(28.924)</b>	<b>391.775</b>	<b>922.910</b>	<b>1.166.182</b>	<b>-</b>	<b>(1.763.878)</b>	<b>5.372.073</b>
<b>Resultado abrangente total</b>										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	914.921	914.921
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(28.003)	-	-	-	-	-	(28.003)
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(151.019)	-	-	-	-	-	151.019	-
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(270)	-	-	-	-	-	(270)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	66.794	-	-	-	(66.794)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	679.908	-	(679.908)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	271.911	-	-	(271.911)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>										
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(317.273)	(317.273)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2025</b>	<b>2.874.962</b>	<b>130.535</b>	<b>1.527.492</b>	<b>(57.197)</b>	<b>458.569</b>	<b>1.194.822</b>	<b>1.846.090</b>	<b>-</b>	<b>(2.033.825)</b>	<b>5.941.448</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

# Relatório da Administração Regulatório

Senhores e senhoras Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2025, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("CPFL RGE" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

**Considerações Iniciais** – A CPFL RGE atua no segmento de distribuição de energia elétrica, aproveitando seu acervo de conhecimentos técnicos e gerenciais acumulados ao longo de sua existência. Em 2025, a CPFL RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,2 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. O volume de energia vendida pela Companhia, em termos percentuais, corresponde a 3,4% de participação no mercado nacional.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,4% em relação ao exercício de 2024, decorrente principalmente do aumento de Geração Distribuída (GD) e das migrações para o mercado livre.

A CPFL RGE obteve em 2025 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,2, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, ou seja, um aumento de 3,9 pontos (+5,2%), o que fez com que a companhia subisse do 15º para o 9º lugar no ranking. O resultado foi o melhor da CPFL RGE desde 2020, e ficou acima da média nacional que foi de 68,7. Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

**Perfil** – A CPFL RGE distribui energia elétrica para aproximadamente 7,1 milhões de pessoas, numa área que abrange 381 municípios do Estado de Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, dentre eles, os municípios de Santana do Livramento, Uruguaiana e São Borja. Atende cerca de 3,2 milhões de consumidores cativos e 5.224 consumidores livres. Em 2025, a Concessionária distribuiu 10.595 GWh ao mercado cativo e 8.647 GWh ao mercado livre (incluindo Uso D).

**Ligação de consumidores faturados** – No ano de 2025, a CPFL RGE teve 43.853 unidades consumidoras a mais do que em 2024. O aumento foi observado principalmente na classe residencial (com 48.885 a mais do que em 2024). Nas classes rural, comercial e industrial houve reduções de 3.797, 1.756 e 441, respectivamente, nas unidades consumidoras em relação à quantidade de 2024.

A seguir são apresentados os resultados sobre a quantidade de consumidores faturados e sua variação no período:

Segmento	Número de Consumidores				
	2021	2022	2023	2024	2025
Residencial	2.562.073	2.618.664	2.647.288	2.686.710	2.735.595
Comercial	175.366	178.460	183.311	179.616	177.860
Industrial	17.843	17.299	18.589	19.452	19.011
Rural	248.130	229.900	225.189	219.847	216.050
Poderes Públicos	22.115	22.862	23.578	24.282	24.974
Iluminação Pública	539	574	614	650	708
Serviço Público	3.780	3.911	4.041	4.099	4.311
<b>Total</b>	<b>3.029.846</b>	<b>3.071.670</b>	<b>3.102.610</b>	<b>3.134.656</b>	<b>3.178.509</b>
<b>Variação</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,4%</b>

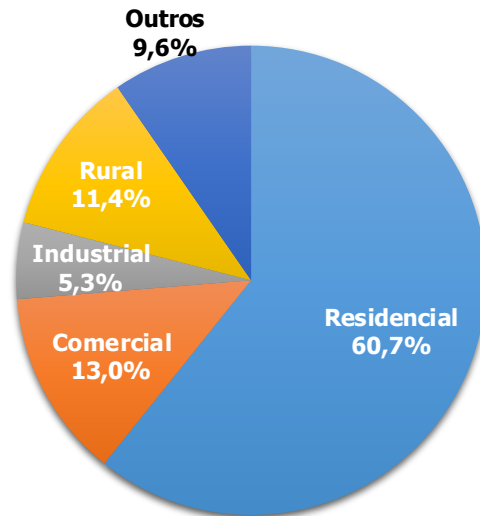
**Comportamento do mercado** – A distribuição de energia da CPFL RGE, no período de janeiro a dezembro de 2025, totalizou 19.242 GWh, com um aumento de 2,6% em relação ao mesmo período de 2024, sendo 10.595 GWh para o mercado cativo (11.080 GWh em 2024), 7.843 GWh para o mercado livre (6.962 GWh em 2024) e 804 GWh como Uso D (716 GWh em 2024).

Destaque para a migração de clientes para o mercado livre, que levou a um crescimento de 12,6% nesse mercado. No mercado cativo, a classe residencial apresentou crescimento de 2,7% devido à melhora da massa de renda e ao incremento de unidades consumidoras em 2025 quando comparado ao ano de 2024. As classes industrial e comercial tiveram reduções de 34,5% e de 15,0%, respectivamente, sendo ambas afetadas principalmente pela migração de clientes cativos para o mercado livre e pelo aumento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). A classe rural apresentou crescimento de 1,9%, devido à diminuição da pluviometria, em relação a 2024. A classe de serviço público apresentou redução de 41,4% em relação ao ano de 2024, sendo afetada pela reclassificação de consumidores para a classe comercial e pelo aumento da MMGD. A classe poder público apresentou desempenho positivo de 1,4%, devido ao incremento de unidades consumidoras em 2025 se comparado ao ano de 2024.

A seguir são apresentados os resultados sobre o consumo e sua variação no período:

GWh	Mercado Atendido				
	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Energia Faturada</b>	<b>12.928</b>	<b>11.773</b>	<b>11.384</b>	<b>11.080</b>	<b>10.595</b>
Fornecimento	11.679	11.430	11.157	10.965	10.516
<i>Residencial</i>	<i>5.732</i>	<i>5.753</i>	<i>5.907</i>	<i>6.219</i>	<i>6.388</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.833</i>	<i>1.768</i>	<i>1.658</i>	<i>1.605</i>	<i>1.364</i>
<i>Industrial</i>	<i>1.385</i>	<i>1.259</i>	<i>1.078</i>	<i>847</i>	<i>555</i>
<i>Rural</i>	<i>1.548</i>	<i>1.458</i>	<i>1.320</i>	<i>1.175</i>	<i>1.197</i>
<i>Poderes Públicos</i>	<i>316</i>	<i>360</i>	<i>380</i>	<i>398</i>	<i>404</i>
<i>Iluminação Pública</i>	<i>553</i>	<i>537</i>	<i>535</i>	<i>522</i>	<i>492</i>
<i>Serviço Público</i>	<i>313</i>	<i>296</i>	<i>278</i>	<i>199</i>	<i>117</i>
Suprimento p/ agentes de distribuição	1.250	342	227	115	79
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>6.310</b>	<b>6.914</b>	<b>7.181</b>	<b>7.678</b>	<b>8.647</b>
<i>Consumidores Livres/Dist./Ger.</i>	<i>6.310</i>	<i>6.914</i>	<i>7.181</i>	<i>7.678</i>	<i>8.647</i>
<i>Consumidores Rede Básica</i>	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>19.238</b>	<b>18.686</b>	<b>18.564</b>	<b>18.759</b>	<b>19.242</b>

**Mercado Cativo atendido  
Consumo por classe de consumidores - 2025**



**Perdas** – O Plano de Perdas da RGE tem sido intensificado nos últimos anos, aumentando os investimentos nos projetos de blindagem, como Caixa Blindada e Conjunto de Medição, além da regularização de consumidores clandestinos com redes diferenciadas e robustas.

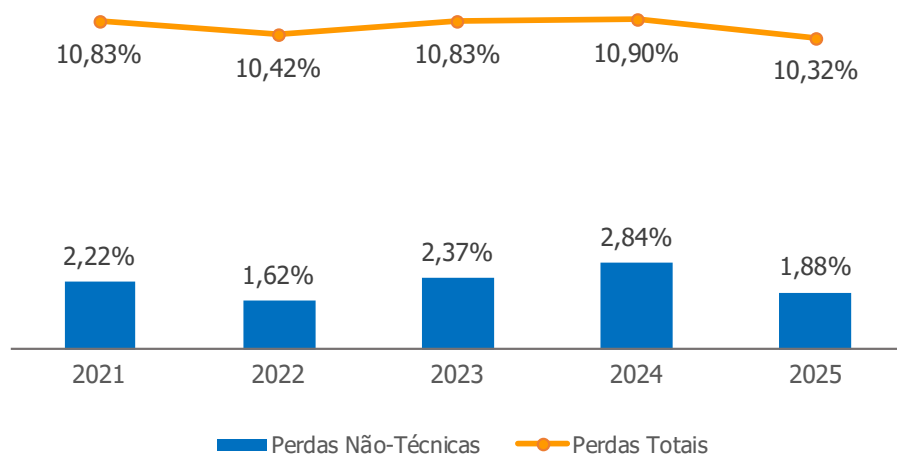
Além disto, a RGE está focando na melhoria da qualidade operacional, aprimorando os critérios de seleção dos alvos de inspeção (aumentando a assertividade das seleções), além de executar as inspeções com equipamentos mais precisos, como fiber scope e ADR. Entre os anos de 2025 e 2025, as perdas reais foram de 10,22% e 9,40%, respectivamente, com a nova metodologia de cálculo de balanço proveniente da consulta pública CP 09. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2025 recuperou 166,4 GWh, através de inspeções em 102,3 mil unidades consumidoras, corte de 10,5 mil instalações inativas sem contrato associado, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia. Por fim, a RGE regularizou mais de 744 consumidores clandestinos, além de blindar 1,3 mil consumidores em baixa tensão e mais de 260 em média tensão. Também foram realizadas ações com a polícia e publicações em mídia alertando aos consumidores que o furto é crime e passível de prisão.

Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela abaixo além de contabilizar as perdas na rede básica, é obtido com critério diferente, que não considera em sua base o montante de energia decorrente de inversão de fluxo, além da inserção das energias de MMDG, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises.

<b>Energia Requerida</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
Venda de Energia <sup>1</sup>	12.893	11.732	11.298	11.065	10.579
<i>Fornecimento</i>	11.354	10.866	10.469	10.368	9.670
<i>Suprimento p/ agentes de distribuição<sup>2</sup></i>	1.539	866	829	697	909
Consumidores Livres/Dist./Ger.	6.592	7.071	7.263	7.758	7.913
Consumidores Rede Básica	57	76	76	70	66
<b>Mercado Atendido</b>	<b>19.542</b>	<b>18.879</b>	<b>18.638</b>	<b>18.893</b>	<b>18.558</b>
Perdas na Rede Básica	393	386	347	306	299
Perdas na Distribuição	1.981	1.809	1.916	2.005	1.836
<i>Perdas Técnicas</i>	1.494	1.468	1.420	1.403	1.446
<i>Perdas não Técnicas - PNT</i>	487	341	496	603	389
PNT / Energia Requerida %	2,2%	1,6%	2,4%	2,8%	1,9%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>2.374</b>	<b>2.195</b>	<b>2.263</b>	<b>2.311</b>	<b>2.134</b>
PT / Energia Requerida %	10,83%	10,42%	10,83%	10,90%	10,32%
<b>Total</b>	<b>21.917</b>	<b>21.074</b>	<b>20.901</b>	<b>21.204</b>	<b>20.693</b>
<b>Perdas na D</b>	<b>9,20%</b>	<b>8,75%</b>	<b>9,32%</b>	<b>9,60%</b>	<b>9,00%</b>

Notas: (1) Os números das linhas de Venda de Energia e de Consumidores Livres divergem dos apresentados na tabela Mercado Atendido por estarem na "visão carga"; os clientes do grupo A são faturados no mês seguinte ao consumo. Anos marcados por temperaturas mais amenas que os anteriores impactam a carga e deixam mais evidentes descolamentos de faturamento. Com isso, as perdas verificadas na distribuição no ano tendem a ser menores do que as técnicas. Este é um movimento natural e temporal, podendo ser mais explícito, porém não impactando o ciclo tarifário.

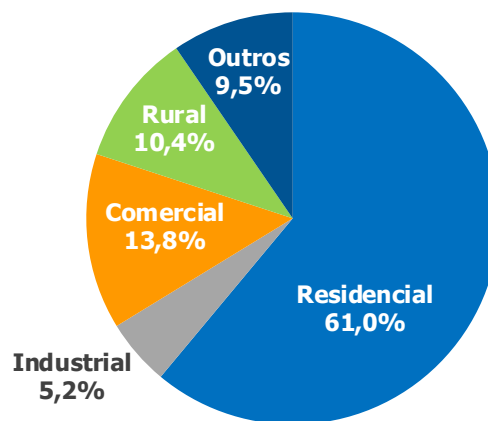
(2) Energia faturada de suprimento conforme critério utilizado para o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP).



**Receita líquida por classe de consumidores** – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 8.004 milhões, conforme quadro a seguir:

<b>Receita Líquida por classe de consumidores (R\$ mil)</b>			
<b>Classe</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>%</b>
Residencial	4.885.530	4.421.804	10,5%
Industrial	417.156	572.166	-27,1%
Comercial	1.104.592	1.181.459	-6,5%
Rural	832.400	783.150	6,3%
Outros	763.859	798.325	-4,3%
<b>Total</b>	<b>8.003.538</b>	<b>7.756.905</b>	<b>3,2%</b>

### Receita líquida por classe de consumidores 2025



**Número de consumidores** – O número de consumidores em 2025 apresentou uma redução de 1,4%, conforme tabela abaixo:

<b>Número de Consumidores</b>			
<b>Segmento</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>%</b>
Residencial	2.735.595	2.686.710	1,8%
Industrial	19.011	19.452	-2,3%
Comercial	177.860	179.616	-1,0%
Rural	216.050	219.847	-1,7%
Outros	29.993	29.031	3,3%
<b>Total</b>	<b>3.178.509</b>	<b>3.134.656</b>	<b>1,4%</b>

**Tarifas** – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da CPFL RGE em 2025, atingiu R\$ 761,08/MWh, com aumento de 7,6% em relação a 2024.

Em 17 de junho de 2025, por meio da Resolução Homologatória nº 3.473, a ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CPFL RGE, em vigor desde 19 de junho de 2025, reajustando as tarifas de energia elétrica da distribuidora em 2,52%, sendo 6,46% relativos ao Reposicionamento Tarifário

Econômico e -3,95% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 4,71% e da Parcela B de 1,74%. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 12,39%, sendo de 8,06%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 14,14%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

<b>Tarifa Média de Fornecimento</b>	
<b>Classe</b>	<b>em R\$/MWh</b>
Residencial	764,83
Comercial	810,07
Industrial	752,03
Rural	695,30
Outros	754,20
<b>Tarifa Média</b>	<b>761,08</b>

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa bruta e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item "Comportamento de Mercado".

<b>Tarifa por faixa de consumo</b>	<b>de 0 kWh a 50 kWh</b>	<b>Acima de 50 kWh</b>
Tarifas brutas - R\$	1.010,19	1.071,04

Para as tarifas por faixa de consumo foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 50 kWh e acima de 50 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

**Qualidade do fornecimento** – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

<b>Ano</b>	<b>DEC (Horas)</b>	<b>FEC (Interrupções)</b>
2021	10,84	4,83
2022	10,55	4,63
2023	8,63	3,98
2024	9,09	4,42
2025	9,03	4,45

**Atendimento ao consumidor** – A CPFL RGE, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa

tensão, composta por 17 agências de atendimento, 323 agentes credenciados e 1.332 imobiliárias, responsáveis por 5,26 milhões serviços gerados em 2025. Essa estrutura está presente nos 381 municípios da área de concessão da CPFL RGE e é dimensionada para cumprir com qualidade, eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

Os postos de atendimento presenciais, além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham serviços como ligação nova, troca de titularidade, reclamações e serviços emergenciais.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão da CPFL RGE, no ano de 2025, houve negociações de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 2,21 milhões.

Além das Agências de Atendimento presencial e Agentes Credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionarem com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento.

Dados de atendimento da CPFL RGE:

- *Call Center: com capacidade de atendimento de 8,5 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 5,7 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;*
- *Site CPFL: 25,4 milhões de atendimentos realizados;*
- *Aplicativo CPFL Energia: 22,0 milhões de atendimentos realizados;*
- *WhatsApp: 6,1 milhões de atendimentos realizados;*
- *SMS: 833,1 mil mensagens recebidas;*
- *E-mail: 18,5 mil atendimentos realizados;*
- *Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais: 1,2 milhão de atendimentos realizados;*
- *Mídias Sociais (Facebook, Reclame Aqui e Consumidor.gov): 34,5 mil atendimentos realizados.*

**Tecnologia da informação** – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2025, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (i) [Reforma Tributária] NF3e SP; (ii) CP18 – Resolução 1000; (iii) – Evolução EVI; (iv) Mobilidade da Subtransmissão; (v) Genesys Cloud; (vi) Reforma Tributária; (vii) Caixa Blindada; (viii) Evolução da Gestão de Obras RE.

**Desempenho econômico-financeiro** – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2025, a CPFL RGE alcançou receita líquida de R\$ 9.580 milhões, um aumento de 9,6% (R\$ 840 milhões), em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: (i) de 8,8% (R\$ 679 milhões) na disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (ii) de 44,2% (R\$ 381 milhões) nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido; (iii) de 9,6% (R\$ 367 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (iv) de 186,3% (R\$ 192 milhões) na energia elétrica de curto prazo;

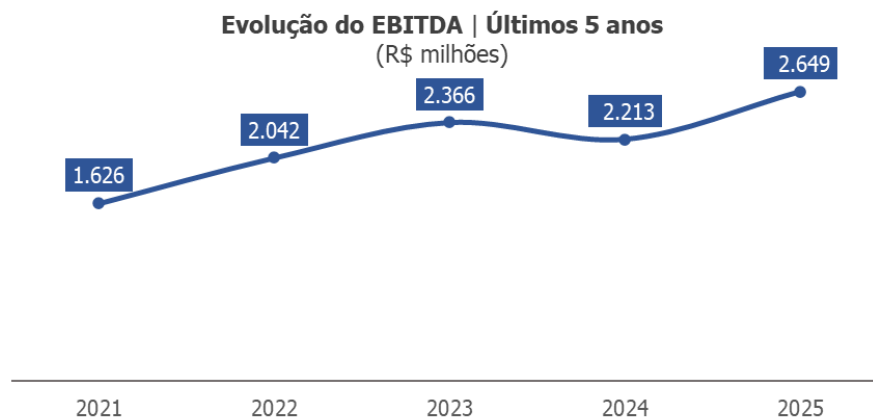
e (v) de 104,6% (R\$ 7 milhões) em serviços cobráveis. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas seguintes variações: (i) aumento de 17,2% (R\$ 318 milhões) nos encargos de parcela A; (ii) aumento de 10,2% (R\$ 312 milhões) nos tributos; (iii) redução de 13,4% (R\$ 142 milhões) em ativos e passivos financeiros setoriais; e (iv) redução de 31,4% (13 milhões) em suprimento de energia elétrica.

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A), houve um aumento de 12,1% (R\$ 626 milhões), devido ao aumento de 19,5% (R\$ 652 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda, parcialmente compensado pela redução de 1,4% (R\$ 26 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2025 foram de R\$ 1.905 milhões, uma redução de 8,8% (R\$ 185 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
Em R\$ mil	2025	2024
<b>Resultado Líquido</b>	<b>914.921</b>	<b>506.651</b>
Depreciação e Amortização	754.365	716.851
Resultado Financeiro	648.321	774.879
Impostos Sobre o Lucro	331.600	214.854
<b>EBITDA</b>	<b>2.649.207</b>	<b>2.213.235</b>

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 2.649 milhões em 2025, um aumento de 19,7% (R\$ 436 milhões). Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2025, a CPFL RGE apurou um Resultado Financeiro negativo (despesa financeira líquida) de R\$ 648 milhões, uma redução de 16,3% (R\$ 127 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 777 milhões, um aumento de 32,5% (R\$ 191 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 1.425 milhões, um aumento de 4,7% (R\$ 64 milhões).

Em 2025, a CPFL RGE apurou resultado líquido de R\$ 915 milhões, um aumento de 80,6% (R\$ 408 milhões).

**Investimentos** – Em 2025, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL RGE, totalizaram R\$ 1.630 milhões, um aumento de 15,8% em relação à 2024. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 9.312 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

## Evolução e Projeção dos Investimentos

Plano de Desenvolvimento de Distribuição   R\$ Mil	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
<b>AIS Bruto</b>	<b>1.212.918</b>	<b>1.407.493</b>	<b>1.630.240</b>	<b>1.960.319</b>	<b>2.272.458</b>	<b>1.603.888</b>	<b>1.594.570</b>	<b>1.880.618</b>
Transformador de Distribuição	144.699	195.446	174.774	76.155	77.527	79.060	80.615	82.207
Medidor	41.098	54.919	83.590	54.756	59.850	50.736	43.644	43.706
Redes Baixa Tensão ( < 2,3 kV)	308.260	311.311	883.832	90.135	210.687	146.859	181.071	270.885
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	616.521	622.622	185.702	1.148.689	1.144.262	961.757	952.447	884.922
Redes Alta Tensão (69 kV)	24.861	35.584	80.445	97.624	136.265	154.013	70.215	123.034
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	5.291	72.681	20.772	135.152	139.988	30.914	51.356	65.444
Redes Alta Tensão ( >= 230 kV)	-	622	10	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	-	44	100	-	8.181	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	14.054	17.108	31.684	308.916	316.979	91.891	138.057	300.267
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	24.834	17.667	26.550	48.391	178.718	88.659	77.165	110.151
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	191	187	217	502	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	33.108	79.302	142.563	-	-	-	-	-
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(64.757)</b>	<b>(70.995)</b>	<b>(75.022)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,00</b>
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(64.757)	(70.995)	(67.636)	-	-	-	-	1
Outros	-	-	(7.386)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	(7.386)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Ultrapassagem de demanda</i>	-	-	(6.165)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Excedente de reativos</i>	-	-	(10.824)	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Diferença das perdas regulatórias</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Outros</i>	-	-	9.603	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

## Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2025R	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
<b>Plano de Investimentos 2026</b>	1.630.240	1.960.319	2.272.458	1.603.888	1.594.570	1.880.618

R\$ Mil	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P
<b>Plano de Investimentos 2025</b>	1.710.725	1.794.695	2.138.430	1.497.774	1.554.220

<b>Diferença</b>	<b>-4,7%</b>	<b>9,2%</b>	<b>6,3%</b>	<b>7,1%</b>	<b>2,6%</b>
------------------	--------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2025 e de 2024 da RGE, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e,



devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2025 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem da previsão anteriormente publicada junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

**Captações de recursos** – Para viabilizar o programa de investimentos, a CPFL RGE utilizou recursos de emissão de debêntures (R\$ 1.441 milhões), e para reforço de capital de giro, realizou a emissão de um mútuo (R\$ 660 milhões). Já para suportar os investimentos e o diferimento do reajuste tarifário, devidos às enchentes que atingiram o Estado do Rio Grande do Sul, a Companhia realizou captações de recursos através de linhas emergenciais junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) (R\$ 746 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2025, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL RGE foi de R\$ 8.553 milhões, representando 19,9% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	R\$ mil	2025	%
<b>Pessoal e Encargos</b>		<b>499.795</b>	<b>1,4%</b>
Remuneração direta		296.434	3,5%
Benefícios		180.453	-2,8%
F.G.T.S.		22.909	8,1%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>		<b>5.412.011</b>	<b>15,7%</b>
Federais		3.224.714	20,6%
Estaduais		2.185.448	9,3%
Municipais		1.850	-1,9%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>		<b>1.304.823</b>	<b>12,6%</b>
Juros		1.279.615	13,6%
Aluguéis		25.209	-22,3%
<b>Remuneração de capital próprio</b>		<b>1.335.886</b>	<b>66,6%</b>
Dividendo (incluindo adicional proposto)		317.273	307,8%
Lucros retidos		1.018.613	40,7%
<b>Total</b>		<b>8.552.515</b>	<b>19,9%</b>

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2025 foi de R\$ 15.126.952 mil.



**Política de reinvestimento e distribuição de dividendos** – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social.

Na Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 22 de abril de 2025, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2024, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77,8 milhões e (ii) Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 147,7 milhões.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2025: (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 317,3 milhões, que será deliberado na AGO em abril de 2026.

No exercício de 2025, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 137,3 milhões de dividendos e juros sobre capital próprio.

**Composição acionária** – A CPFL RGE é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia, direta e indiretamente (por meio da CPFL Comercialização Brasil S.A.). Em 31 de dezembro de 2025, o capital social da CPFL RGE era de R\$ 2.874.962 mil, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

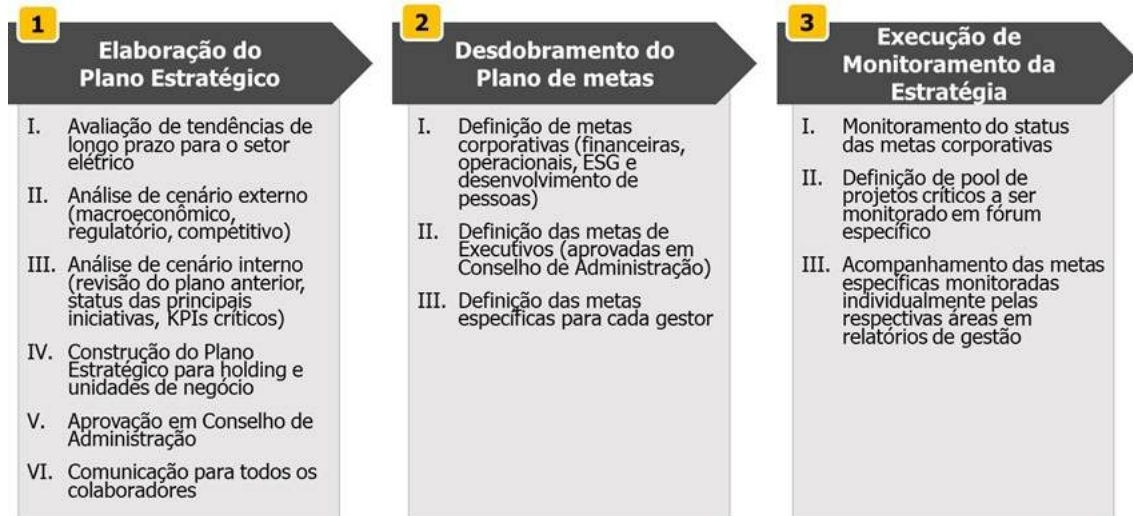
**Planejamento empresarial** – Desde 2002, a Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico e para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio.

O Plano Estratégico é realizado anualmente, para o ciclo de 5 anos. O processo segue as seguintes etapas:

- i. Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos, integrado com o *Roadmap* Tecnológico da empresa;
- ii. Análise de cenário externo suportadas por especialistas externos em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; inteligência artificial; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);
- iii. Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento e projetos estratégicos;
- iv. Construção do Planejamento Estratégico para o próximo ciclo de 5 anos.

Ao longo do processo, cada uma das etapas é validada junto à Diretoria Executiva, com aprovação final em Conselho de Administração, seguindo as melhores práticas de governança.

O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios, e é composto por três principais etapas (figura abaixo):



Paralelamente à elaboração do Plano Estratégico, acontece o planejamento orçamentário plurianual, administrado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores, e submetido ao Conselho de Administração.

**Análises de Cenários Externo & Interno** - Na elaboração do Plano Estratégico, são realizadas análises de cenário externo com suporte externo de especialistas em diversos assuntos, como por exemplo:

- i. Tendências de Mercado (ex: mudanças tecnológicas, mudanças regulatórias, riscos de negócio)
- ii. Análises Macroeconômicas (ex: projeção de aumento de carga, crescimento de PIB, taxas de câmbio);
- iii. Cenário Competitivo (ex: estratégia aparente de competidores, cenário de oportunidades e riscos em *M&A*);
- iv. Cenário Regulatório e Institucional (ex: temas regulatórios como Renovação das concessões, liberalização do mercado, reforma tributária);
- v. Mudanças climáticas (ex: aumento do número de eventos climáticos extremos no mundo e no Brasil, assim como seus impactos para o setor elétrico).

Em paralelo, é realizada a avaliação do cenário interno: atualização das principais iniciativas, análise de resultados e objetivos operacionais/ financeiros, metas e indicadores do ciclo anterior.

A partir dessas análises, as principais tendências e oportunidades de cada negócio são mapeadas para o Planejamento Estratégico.

**Elaboração da Estratégia** - Com os status dos resultados do ano anterior e priorizando indicadores levantados nas avaliações de cenários (incluindo critérios de segurança, nossas pessoas, qualidade no atendimento ao cliente, eficiência operacional, inovação e crescimento, digitalização, plano ESG, regulação e gestão de risco) são determinadas as novas iniciativas e diretrizes de negócio, com projetos prioritários e planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho Administrativo.

**Desdobramento em Metas** - A etapa de desdobramento ocorre após a aprovação do Plano Estratégico, quando são analisados os resultados recentes e elaboradas as metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado.

A partir da aprovação do Plano Estratégico, é iniciado o processo de desdobramento em metas, cujo objetivo é endereçar os responsáveis pelos desafios estabelecidos no ciclo de Planejamento Estratégico, Orçamentário e Plano ESG 2030. Essas metas devem ser aderentes à metodologia *SMART* (Específica, Mensurável, Atingível, Relevante e Orientada a tempo). Os indicadores estratégicos e mais críticos para o negócio, assim como os projetos estratégicos, ficam nos contratos de metas dos Vice-Presidentes, dos Diretores e Gerentes.

Para a definição dos *KPIs* críticos, é adotado um processo estruturado que envolve rodadas de alinhamento e validação com os Acionistas — State Grid (acionista majoritário), Conselheiros Independentes e Executivos. Esses indicadores, validados em nível corporativo, são então desdobrados para as Diretorias, Gerências, Coordenações e demais níveis da companhia, conforme o escopo de atuação de cada área responsável, além da incorporação das entregas dos demais projetos sob responsabilidade de cada colaborador.

**Divulgação Planejamento Estratégico** - As principais diretrizes da estratégia são disseminadas para todos os colaboradores, incentivando o engajamento do colaborador; de modo a instigá-lo a criar valor e descobrir como sua área pode contribuir para o crescimento organizacional.

Os canais formais de divulgação são:

- Evento de divulgação com participação dos Executivos, com participação ativa dos colaboradores;
- Vídeo com o resumo das principais diretrizes e iniciativas do Plano Estratégico;
- Workshops nas áreas de negócio;
- Campanhas internas – banners e cartazes em diversos locais;
- Kit de divulgação para lideranças, com conteúdo sobre plano da holding e materiais customizados para cada unidade de negócio;
- Quiz para engajamento dos colaboradores, com reconhecimento para os maiores pontuadores;
- Portal de Planejamento Estratégico (intranet) – área onde é disponibilizada uma síntese dos principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

A CPFL Energia conclui a divulgação das principais diretrizes do grupo para todos os stakeholders através da página de Relações com Investidores, por meio do resumo com as orientações fundamentais dos negócios e do grupo.

**Implementação & Monitoramento da Estratégia** - São acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação e pelas áreas de negócio por meio de ferramentas de gestão customizadas (relatórios de gestão, comitês de projetos com participação dos Executivos e monitoramento das metas dos Vice-Presidentes e Diretores), com planos de ação tempestivos elaborados à medida que se faça necessário.

**Sistemas de Gestão e programas da qualidade** – Em 2025, as atividades compreenderam:

- Manutenção da certificação dos Sistemas de Gestão, que compreendem as normas NBR ISO 9001 (Sistema de Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental) e ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho). Adicionalmente, a CPFL RGE



participou do escopo de manutenção da CPFL Holding na norma ISO 27001 (Segurança da Informação), manutenção da certificação da ISO 37001 (Gestão Antissuborno) e certificação da ISO 56001 (Gestão da Inovação);

- O Programa Colaborativo, criado em 2017, tem como objetivo promover a melhoria contínua por meio de ações conjuntas que fortalecem Segurança, Padronização, Sustentabilidade e Qualidade, além de incentivar o compartilhamento de boas práticas. É fundamentado nas metodologias 5S e 10S e nos requisitos das normas ISO 9001, ISO 45001 e ISO 14001. Das 123 estações avançadas do grupo CPFL RGE, 107 unidades participaram do programa Colaborativo, representando 87% de adesão ao programa. As EAs obtiveram resultado médio de 89,40% nas avaliações dos pilares referente aos temas de Organização, Padronização e Segurança, Meio Ambiente e Limpeza, Disciplina. Destas 107 localidades operacionais que participaram, 65 obtiveram avaliações superior à média que corresponde a cerca de 60,74%;
- Prêmio ABRADÉE 2025: Vencedora das categorias “Melhor Desempenho da Região Sul” e “ASG”.

**Recursos humanos** – Em 2025, a CPFL RGE investiu cerca de R\$ 7 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

A **Universidade CPFL** é responsável por promover e fortalecer a **cultura do aprender** na companhia, integrando conteúdos educacionais, treinamentos e trilhas formativas que apoiam o desenvolvimento de todos os colaboradores.

Estruturamos um ecossistema de aprendizagem que combina **conteúdos, experiências práticas, troca entre pessoas e redes de conhecimento**, orientado pela metodologia **CEP + R (Conteúdos, Experiências, Pessoas e Redes)**. Nesse contexto, disponibilizamos cursos livres e trilhas específicas voltadas ao desenvolvimento de comportamentos e competências alinhados ao **Nosso Jeito de Ser**, incentivando o protagonismo dos colaboradores em suas jornadas de crescimento.

A Universidade CPFL exerce ainda um papel essencial ao sustentar os **programas estruturados de capacitação contínua e treinamentos recorrentes**. Essas iniciativas são fundamentais para garantir a atualização técnica das equipes, o atendimento aos requisitos regulatórios e a aplicação consistente das normas de segurança e dos procedimentos operacionais.

Entre as iniciativas de desenvolvimento, destacam-se programas voltados ao fortalecimento de competências em diferentes níveis, como o **Job Rotation, Programa de Mentoria, Programa de Protagonistas, Programa de Liderança, Coaching, Cultura do Inglês, Escola de Mandarim, Carreira 5.0** e oferecemos também o **Programa de Bolsa de Estudos**. Além de parcerias com **mais de 70 instituições de ensino**.

Além de apoiar o crescimento interno, a **Universidade CPFL** também reafirma seu compromisso com o desenvolvimento social ao oferecer **programas gratuitos de formação técnica**, como as Escolas de Eletricistas, Operadores e Projetistas. Essas iniciativas ampliam oportunidades para a comunidade e contribuem diretamente para a qualificação de profissionais que atuarão no setor elétrico.

Em um setor altamente regulado e com elevado nível de risco, manter o conhecimento sempre atualizado é um fator crítico para a **confiabilidade das operações e para a preservação da vida**, contribuindo diretamente para o fortalecimento da cultura de segurança em toda a companhia.

A partir disso, em 2025 tivemos **+ de 24 mil participações** em treinamentos, com **28,96 horas de treinamento** por colaborador neste período.



**Sustentabilidade** – A CPFL RGE mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a *holding* CPFL Energia lançou em 2022 o Plano ESG 2030, que abrange todos os seus negócios, com foco em três pilares – Negócios de baixo carbono e segurança energética, Operações inteligentes e sustentáveis e Valor compartilhado com a sociedade. O Plano ESG 2030 é desdobrado em 18 compromissos públicos em diversas áreas da empresa. Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em [www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade/relatorio-anual](http://www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade/relatorio-anual) e [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

## CPFL RGE em números:

Atendimento	2025	2024	%
Número de consumidores	3.178.509	3.134.656	1,4%
Número de empregados <sup>1</sup>	392	392	0,0%
Número de consumidores por empregado	8.108	7.997	1,4%
Número de localidades atendidas	381	381	0,0%
Número de agências	17	17	0,0%
Número de postos de atendimento	323	324	-0,3%

Nota: (1) Número de empregados = número de atendentes agência + 1 atendente por rede fácil.

Operacionais	2025	2024	%
Número de subestações	166	166	0,0%
Linhas de transmissão (Km)	4.925	4.925	0,0%
Linhas de distribuição (Km)	154.755	154.755	0,0%

Mercado	2025	2024	%
Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	182.904	182.904	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	4.615	4.157	11,0%
Mercado atendido (GWh)	19.242	18.759	2,6%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.335	2.315	0,9%
<b>Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):</b>			
Total (exceto curto prazo)	761,08	707,40	7,6%
<i>Residencial</i>	764,83	711,05	7,6%
<i>Comercial</i>	810,07	736,30	10,0%
<i>Industrial</i>	752,03	675,40	11,3%
<i>Rural</i>	695,30	666,40	4,3%
<i>Outros</i>	754,20	572,47	31,7%
DEC (horas)	9,03	9,09	-0,7%
FEC (número de interrupções)	4,45	4,42	0,7%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	59,62	41,22	44,6%

Financeiros	2025	2024	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	15.126.953	13.657.490	10,8%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	9.579.521	8.739.759	9,6%
Resultado da atividade (R\$ mil)	1.894.842	1.496.384	26,6%
Margem operacional do serviço líquida (%)	19,78%	17,12%	15,5%
EBITDA ou LAJIDA (R\$ mil)	2.649.207	2.213.235	19,7%
Lucro líquido (R\$ mil)	914.921	506.651	80,6%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	5.941.448	5.372.073	10,6%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	15,40%	9,43%	63,3%
Endividamento (R\$ mil)	9.428.841	8.618.782	9,4%
Em moeda nacional (%)	89%	85%	4,8%
Em moeda estrangeira (%)	11%	15%	-26,7%



## **Agradecimentos**

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL RGE. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da CPFL RGE.

São Leopoldo, 24 de abril de 2026.

A Administração.

**RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.**  
**CNPJ nº 02.016.440/0001-62**

**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em  
31 de dezembro de 2025 e 2024**  
**(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

## **1. CONTEXTO OPERACIONAL**

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,2 milhões de consumidores.

### **1.1 Setor Elétrico no Brasil**

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL.

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o contrato de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidor livre é aquele que exerce a opção de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis. Desde 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A podem optar pela compra de energia elétrica de qualquer supridor no SIN, conforme Portaria Normativa MME nº 50/2022. Uma vez no ACL, o consumidor que desejar retornar ao atendimento regulado pela distribuidora deve formalizar essa decisão ao agente de distribuição local com antecedência mínima de cinco anos, prazo que pode ser reduzido a critério da distribuidora. Esse aviso prévio visa dar previsibilidade para o planejamento e a contratação de energia pela distribuidora, caso seja necessário recompor o atendimento ao consumidor que retornará ao ambiente regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

## **1.2 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil**

Em março de 2025, a ANEEL aprovou, em reunião pública da diretoria, o requerimento da Companhia para a celebração de novo Termo Aditivo ao seu Contrato de Concessão, considerando a minuta final publicada no Despacho ANEEL nº 517/2025, com o objetivo de promover a prorrogação antecipada da concessão por mais 30 (trinta) anos, a partir de 06 de novembro de 2027. Com a aprovação, o processo foi encaminhado pela ANEEL ao Ministério de Minas e Energia (“MME”). O MME, por sua vez, submeteu o processo à análise do Tribunal de Contas da União (“TCU”). Em 6 de abril de 2026, o MME convocou a Companhia para a assinatura do referido termo aditivo no prazo de até 60 (sessenta) dias, conforme disposto no art. 10, § 4º, do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

## **1.3 Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL**

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, o Grupo CPFL implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do Carbon Disclosure Project (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Em 2025, avançamos na agenda climática com o desenvolvimento do Plano Integrado de Adaptação Climática. Iniciamos o mapeamento de riscos climáticos físicos na distribuição. O processo também nos prepara para cumprir as exigências da Resolução CVM nº 193.

## **Iniciativas específicas:**

A Companhia possui investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma *Advanced Distribution Management System* (ADMS) e o *Weather Translator System* (WeTS). Além disso temos projetos de resiliência em parceria com a FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

## **Gestão de crises**

O Grupo CPFL mantém um modelo estruturado de gestão de crises, formalizado em normativo corporativo, com o objetivo de estabelecer diretrizes para a identificação, avaliação e tratamento de eventos que possam impactar a continuidade dos negócios, o desempenho operacional, a situação financeira ou a reputação da Companhia. Esse modelo define critérios claros para o acionamento do Grupo de Crise, bem como papéis, responsabilidades e fluxos decisórios aplicáveis a diferentes níveis de gravidade das ocorrências.

O Grupo de Crise é responsável pela avaliação de eventos anormais, pelo monitoramento de fatores de risco e pela coordenação das ações necessárias à mitigação de impactos em situações classificadas como crise. Sua composição é definida conforme a natureza e a criticidade do evento, podendo envolver membros permanentes e participantes adicionados a medida da necessidade, assegurando abordagem multidisciplinar e adequada aos riscos identificados.

O processo de gestão inicia-se com a classificação da ocorrência, incluindo a determinação de sua natureza e do nível de gravidade (Níveis I, II ou III). Essa análise considera, de forma integrada, os impactos potenciais e efetivos sobre pessoas, comunidades, meio ambiente, operações, segurança patrimonial, aspectos financeiros, regulatórios e reputacionais, bem como eventuais reflexos sobre a continuidade das atividades do Grupo CPFL.

Adicionalmente, são avaliados a abrangência e o potencial de repercussão da ocorrência junto à opinião pública e aos stakeholders, incluindo exposição em meios de comunicação e ambientes digitais, além da extensão geográfica do evento. Em função da complexidade das operações do Grupo CPFL, as crises podem apresentar diferentes escalas e níveis de impacto, demandando respostas proporcionais e coordenadas.

A governança de crises do Grupo CPFL está integrada aos seus mecanismos de gestão de riscos, controles internos e planos de continuidade de negócios, assegurando que as decisões adotadas durante situações críticas sejam pautadas por critérios técnicos, disciplina de governança, rastreabilidade das ações e foco na preservação do valor econômico e institucional da Companhia.

## **2 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

### **2.1 Base de preparação**

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, substituída em 2021 pela Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, e as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

A ANEEL, em 17 de setembro de 2021, através do Despacho nº 2.904, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 933, de 2021, decidiu: (i) revisar o MCSE, na dimensão procedimental; (ii) revogar a versão 2015 do MCSE, aprovada pela Resolução Normativa nº 605, de 2014, substituída pela Resolução Normativa nº 933/2021; e (iii) aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022. A versão vigente foi aprovada através do Despacho nº 1.690 de 28 de junho de 2022.

As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota 33, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão regulatória da Companhia.

A autorização para a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 27 de abril de 2026.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)) e da Companhia ([www.cpfli.com.br](http://www.cpfli.com.br)).

## **2.2 Base de mensuração**

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo; e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, cuja classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 30 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

## **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 9 – Ativos e passivos financeiros setoriais: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Tributos diferidos: são reconhecidos considerando os prejuízos fiscais, quando aplicável, e as diferenças temporárias existentes entre os montantes contábeis utilizados nas demonstrações financeiras e os respectivos valores considerados para fins fiscais;

- Nota 11 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- Nota 12 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Empréstimos, financiamentos, debêntures e mútuo: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego: principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota 18 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos, e
- Nota 30 – Instrumentos Financeiros: principais premissas para determinação do valor justo.

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

#### **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

#### **2.5 Segmento operacional:**

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Consequentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

### **3 PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas demonstrações financeiras societárias apresentadas nas demonstrações financeiras de 2025 na nota explicativa 3 – Sumário das principais políticas contábeis materiais, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

#### **3.1 Imobilizado em serviço**

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 12).

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

### **3.2 Imobilizado em curso**

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no MCSE. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as distribuidoras de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Nas demonstrações financeiras societárias, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, considerando o direito da Companhia de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores ou receber uma indenização ao final da concessão para os ativos ainda não amortizados, em conformidade com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente e com ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão. Os novos ativos são registrados inicialmente como ativos de contrato, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Após a entrada em operação dos ativos fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão, sendo a parcela remanescente registrada como um ativo financeiro e avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

### **3.3 Intangível**

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear e em conformidade às taxas estabelecidas pelo poder concedente.

Os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados aos ativos intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

### **3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão**

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e do poder concedente União, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

### **3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória**

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social (nota 33.3.1).

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de dezembro de 2022, foi aprovada pela Resolução Homologatória 3.206/2023, demonstrado na Nota Técnica no 27/2023 –STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.

## **4 DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

### **- Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A - Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 30) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

### **Valor reavaliado de um ativo:**

O ativo imobilizado e intangível é contabilizado pelo custo de aquisição deduzidos da depreciação acumulada. Os valores são acrescidos da parcela de reavaliação de ativo homologado pela ANEEL por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

## 5 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Saldos bancários	26.549	51.310
Aplicações financeiras	300.823	102.309
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	6.061	7.404
Títulos de crédito privado (b)	256.389	65.749
Fundos de investimentos (c)	38.373	29.156
<b>Total</b>	<b><u>327.373</u></b>	<b><u>153.619</u></b>

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração equivalente, na média de 30% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) em 2025 e 2024.
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) (“CDBs”) no montante de R\$ 229.178 (R\$ 65.749 em 31 de dezembro de 2024) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 27.211 em 31 de dezembro de 2025, todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,70% do CDI (101,73% do CDI em 31 de dezembro de 2024).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 99,21% do CDI (99,50% do CDI em 31 de dezembro de 2024), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDBs e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

## 6 CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2025	Total em 31/12/2024	
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>1.243.638</b>	<b>294.287</b>	<b>38.818</b>	<b>15.722</b>	<b>73.465</b>	<b>(80.993)</b>	<b>12.899</b>	<b>36.246</b>	<b>10.569</b>	<b>25.000</b>	<b>(28.078)</b>	<b>1.641.572</b>	<b>1.362.387</b>	
Residencial	449.416	214.814	25.767	1.617	12.033	(46.435)	9.917	10.666	8.600	11.491	(21.474)	676.411	579.670	
Industrial	24.892	17.785	1.851	1.700	19.569	(11.791)	166	270	170	5.614	(2.139)	58.087	67.203	
Comercial	82.098	34.198	7.510	8.999	26.935	(14.726)	1.220	17.120	910	5.944	(3.040)	167.167	149.219	
Rural	64.500	20.497	2.981	2.928	10.437	(7.078)	813	2.765	648	1.901	(1.387)	99.005	87.423	
Poderes Públicos	28.318	2.675	306	420	3.585	(733)	209	2.323	93	46	(10)	37.233	30.286	
Iluminação Pública	25.064	1.075	9	0	716	(129)	429	3.030	-	4	(27)	30.170	30.678	
Serviço Público	7.303	2.115	79	51	137	(101)	145	72	148	-	-	9.949	14.364	
Serviço Taxado	798	1.128	315	8	52	-	-	-	-	-	-	2.302	944	
Fornecimento Não Faturado	562.313	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	562.313	403.704	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(1.065)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.065)	(1.104)	
Participação Financeira	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	809	
Outros consumidores	34.158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.158	67.545	
<b>Consumidores</b>	<b>1.277.801</b>	<b>294.287</b>	<b>38.818</b>	<b>15.722</b>	<b>73.465</b>	<b>(80.993)</b>	<b>12.899</b>	<b>36.246</b>	<b>10.569</b>	<b>25.000</b>	<b>(28.078)</b>	<b>1.675.736</b>	<b>1.430.741</b>	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	16.569	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.569	14.677	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.441	1.980	
Energia Elétrica de Curto Prazo	65.026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.026	25.272	
<b>Concessionárias e permissionárias</b>	<b>83.035</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>83.035</b>	<b>41.930</b>	
<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>	<b>1.360.836</b>	<b>294.287</b>	<b>38.818</b>	<b>15.722</b>	<b>73.465</b>	<b>(80.993)</b>	<b>12.899</b>	<b>36.246</b>	<b>10.569</b>	<b>25.000</b>	<b>(28.078)</b>	<b>1.758.770</b>	<b>1.472.671</b>	
												<b>Circulante</b>	<b>1.733.711</b>	<b>1.420.377</b>
												<b>Não Circulante</b>	<b>25.059</b>	<b>52.294</b>
													<b>1.758.770</b>	<b>1.472.671</b>

## Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 30 (e).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>(89.350)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(155.728)
Recuperação de receita	44.313
Baixa de contas a receber provisionadas	93.008
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>(107.756)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(142.979)
Recuperação de receita	55.535
Baixa de contas a receber provisionadas	86.130
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>(109.071)</b>

## 7 TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda e contribuição social a compensar	90.711	222
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	14.288	11.201
ICMS a compensar	137.004	131.365
Programa de integração social - PIS	467	821
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.156	3.787
Outros	25	-
<b>Total</b>	<b><u>244.650</u></b>	<b><u>147.396</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Contribuição social a compensar - CSLL	13.151	30.489
Imposto de renda a compensar - IRPJ	32.362	82.597
ICMS a compensar	174.749	165.105
Programa de integração social - PIS	1.007	956
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.636	4.405
Outros	685	858
<b>Total</b>	<b><u>226.588</u></b>	<b><u>284.410</u></b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar:** refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023 e 2024 e o reconhecimento de créditos tributários decorrentes da atualização pela taxa Selic incidente sobre valores recuperados por meio de repetição de indébito tributário. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (“STF”), firmou entendimento de que o Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (“IRPJ”) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (“CSLL”) não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na restituição ou compensação de tributos pagos indevidamente. A Companhia ajuizou ação judicial em julho de 2021, visando resguardar seu direito de recuperar os valores indevidamente tributados nos cinco anos anteriores ao ajuizamento da ação. Com base nessa decisão e na expectativa de realização dos créditos, a Administração procedeu ao reconhecimento contábil dos respectivos valores, registrados no ativo como tributos a compensar. O processo judicial obteve trânsito em julgado favorável à Companhia em março de 2024. Em outubro de 2025, o respectivo crédito judicial foi devidamente habilitado perante a Receita Federal do Brasil, com o início de sua utilização para fins de compensação de tributos federais vincendos.

**Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte:** refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras e retenções de órgão público.

**ICMS a compensar:** refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

### 7.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS:

<b>Ativo</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
PIS sobre ICMS	108.662	108.662
COFINS sobre ICMS	500.505	500.505
<b>Total circulante</b>	<b>609.168</b>	<b>609.168</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
PIS sobre ICMS	109.527	193.084
COFINS sobre ICMS	504.487	889.355
<b>Total não circulante</b>	<b>614.014</b>	<b>1.082.439</b>
<b>Passivo</b>	<b>31/12/2025</b>	<b>31/12/2024</b>
<b><u>Circulante</u></b>		
PIS/COFINS devolução consumidores	324.400	324.400
<b>Total circulante</b>	<b>324.400</b>	<b>324.400</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
PIS/COFINS devolução consumidores	770.306	1.240.684
<b>Total não circulante</b>	<b>770.306</b>	<b>1.240.684</b>

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2025 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.223.182 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.094.706.

Para a RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 437.293 (R\$ 807.646 em 31 de dezembro de 2024). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2025 já foram compensados R\$ 2.214.278.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 422.750, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746), junho 2023 (R\$ 887.749), junho 2024 (R\$ 75.526) e junho 2025 (R\$ 383.359) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 2.233.180.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE n° 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107.

Em abril de 2024 a Companhia obteve o trânsito em julgado na ação judicial de sua sucedida “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de março de 2012). Em junho de 2024, o crédito decorrente da ação judicial foi habilitado junto a Receita Federal do Brasil, em agosto de 2024 as compensações foram iniciadas.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 671.956, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2024 (R\$ 116.014) e junho 2025 (R\$ 181.039) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 297.053.

Ainda em relação ao “Processo judicial nº. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar atualizado até 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 785.889, sendo que, entre agosto de 2024 e dezembro de 2025 já foram compensados R\$ 217.111.

Ainda sobre o processo, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil a resposta à Solução Consulta previamente apresentada, no qual foi externado o entendimento sobre a necessidade de oferecimento a tributação de tal crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Assim, nos termos da orientação acima, a tributação foi realizada, e o montante de R\$ 199.115 foi recolhido em fevereiro de 2024. Tais valores foram ajustados entre o Reajuste Tarifário Anual de 2024 e 2025, resultando na neutralização do efeito tarifário.

Em 22 de julho de 2025 houve a conclusão da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, sendo que a Agência manteve a interpretação de que os créditos tributários devem ser devolvidos integralmente aos consumidores.

Em 14 de agosto de 2025, o Supremo Tribunal Federal - STF concluiu o julgamento da ADI (Ação Direta de Inconstitucionalidade) nº 7324 e, por maioria de votos, julgou parcialmente procedente o pedido, mantendo a constitucionalidade da Lei nº 14.385/2022, e definindo a destinação dos valores de indêbitos tributários restituídos em favor dos consumidores, e ainda (i) permitindo a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição do indébito; e (ii) observando o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada. Por fim, o Tribunal decidiu que o recebimento de boa-fé a maior pelo usuário consumidor não será objeto de repetição.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos em virtude de ação judicial está limitada ao prazo prescricional de 10 anos, e aguarda o julgamento dos embargos de declaração protocolados pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) no Supremo Tribunal Federal - STF.

Logo, diante das incertezas quanto à contagem do prazo prescricional e à forma de aplicação da decisão proferida na ADI 7324, a Administração entende que, neste momento, não dispõe de elementos suficientes para elaborar estimativa confiável do montante que poderia ser revertido do passivo antes do julgamento dos embargos de declaração. Ressalte-se, contudo, que a opção da Companhia por não reconhecer qualquer crédito tributário nesta fase não implica renúncia ao direito que lhe assiste.

## 8 INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Aplicação direta (a)	42.455	378.737
Outros (b)	96.288	39.343
<b>Total</b>	<b><u>138.743</u></b>	<b><u>418.080</u></b>

- a) Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira (“LF”) e Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 42.455 (R\$ 378.737 em 31 de dezembro de 2024), cuja remuneração equivalente, na média de 99,21% do CDI (99,50% do CDI em 31 de dezembro de 2024).
- b) O saldo representa valores aplicados em títulos da dívida pública, por meio de cotas de fundos de investimentos, destinando-se a composição de garantias contratuais em financiamentos junto ao BNDES, cujo a remuneração média era equivalente à 100% do CDI no montante de R\$ 96.288 (R\$ 39.343 em 31 de dezembro de 2024).

## 9 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2024	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Recebimento (c)		Saldo em 31/12/2025	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
							CDE Eletrobrás	Transferências				
<b>CVA Ativa (a)</b>	<b>300.501</b>	<b>415.847</b>	-	<b>26.034</b>	<b>(9)</b>	-	<b>(8.286)</b>	<b>(273.111)</b>	<b>460.975</b>	<b>460.974</b>	<b>248.120</b>	<b>212.855</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	115.618	123.142	-	10.059	(423)	-	-	(81.085)	167.311	167.311	90.055	77.255
Custo de Energia Itaipu	85.148	68.352	-	2.942	(451)	-	-	(65.981)	90.008	90.008	48.447	41.561
Proinfa	-	14.415	-	659	1.730	-	-	(16.804)	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	71.149	53.570	-	4.877	-	-	-	(63.444)	66.152	66.152	35.607	30.546
Transporte de Energia - Itaipu	(2.797)	4.066	-	(367)	-	-	-	10.218	11.120	11.120	5.985	5.135
ESS/EER	58.438	(27.690)	-	3.752	3.695	-	-	(46.783)	(8.589)	(8.589)	(4.623)	(3.966)
CDE	(27.054)	179.992	-	4.112	(4.560)	-	(8.286)	(9.232)	134.972	134.972	72.649	62.323
<b>Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>430.465</b>	<b>114.207</b>	<b>(63.543)</b>	<b>125.264</b>	<b>(2.090)</b>	<b>158.456</b>	-	<b>192.132</b>	<b>954.891</b>	<b>954.891</b>	<b>513.972</b>	<b>440.920</b>
Neutralidade da Parcela A	47.632	(74.042)	-	(2.454)	220	-	-	37.254	8.610	8.610	4.634	3.976
Sobrecontratação de Energia	12.496	(37.603)	-	(1.447)	-	-	-	24.689	(1.864)	(1.864)	(1.003)	(861)
Postergação RTA 2024	668.905	623.140	(63.543)	156.537	294	-	-	(274.159)	1.111.174	1.111.174	598.091	513.083
Bandeira Faturada	(8.896)	(18.607)	-	-	-	-	-	-	(27.503)	(27.503)	(14.804)	(12.699)
Devolução crédito PIS e COFINS	(80.461)	(77.996)	-	-	-	158.456	-	-	-	-	-	-
Outros	(209.212)	(300.885)	-	(27.372)	(2.604)	-	-	404.348	(135.526)	(135.526)	(72.947)	(62.579)
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>730.965</b>	<b>530.053</b>	<b>(63.543)</b>	<b>151.299</b>	<b>(2.099)</b>	<b>158.456</b>	<b>(8.286)</b>	<b>(80.978)</b>	<b>1.415.866</b>	<b>1.415.866</b>	<b>762.092</b>	<b>653.774</b>

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2024	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Devolução aos consumidores	Transferências	Saldo em 31/12/2025	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(140.124)	-	101.438	2.767	309	-	81.085	45.474	45.474	-	45.474	-
Custo de Energia Itaipu	(24.705)	-	(7.509)	3.949	-	-	65.981	37.716	37.716	-	37.716	-
Proinfa	(3.920)	-	(4.723)	1.077	-	-	16.804	9.237	9.237	-	9.237	-
Transporte de Rede Básica	161.458	-	(205.132)	7.505	(96)	-	63.444	27.178	27.178	-	27.178	-
Transporte de Energia - Itaipu	24.025	-	(19.140)	(181)	-	-	(10.218)	(5.514)	(5.514)	-	(5.514)	-
ESS/EER	18.965	-	(42.554)	3.665	-	-	46.783	26.860	26.860	-	26.860	-
CDE	(14.248)	-	6.064	(263)	-	-	9.232	785	785	-	785	-
<b>Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>(369.954)</b>	<b>(110.336)</b>	<b>734.505</b>	<b>(2.293)</b>	-	<b>(821.296)</b>	<b>(192.133)</b>	<b>(761.505)</b>	<b>(521.356)</b>	<b>(240.148)</b>	<b>(490.071)</b>	<b>(271.434)</b>
Neutralidade da Parcela A	13.893	(26.564)	18.610	-	-	-	(37.254)	(31.315)	(31.315)	-	(31.315)	-
Sobrecontratação de Energia	99.503	-	(86.929)	-	-	-	(24.689)	(12.115)	(12.115)	-	(12.115)	-
Devoluções Tarifárias	(220.020)	(69.102)	(92.296)	(2.122)	-	-	274.159	(109.381)	130.767	(240.148)	162.053	(271.434)
Devolução crédito de PIS e COFINS	(94.280)	-	462.437	-	-	(722.854)	-	(354.698)	(354.698)	-	(354.698)	-
Geração Distribuída	-	-	50.138	-	-	(98.442)	-	(48.305)	(48.305)	-	(48.305)	-
Outros	(169.049)	(14.670)	382.545	(171)	-	-	(404.349)	(205.692)	(205.690)	-	(205.692)	-
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>(348.504)</b>	<b>(110.335)</b>	<b>562.950</b>	<b>16.226</b>	<b>214</b>	<b>(821.296)</b>	<b>80.978</b>	<b>(619.768)</b>	<b>(379.620)</b>	<b>(240.148)</b>	<b>(348.334)</b>	<b>(271.434)</b>

#### a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de junho de 2025 a 18 de junho de 2026, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de junho de 2025, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário anual de junho de 2024 - RTA, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

#### b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

- **Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.
- **Sobrecontratação:** as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.
- **Postergação RTA 2024:** Devido aos eventos climáticos extremos ocorridos em maio de 2024, a Companhia solicitou à ANEEL o diferimento integral do reajuste tarifário de 2024, acatado por meio da REH nº 3.372/2024, de 13 de agosto de 2024, e a Companhia passou a registrar um contas a receber correspondente ao diferimento tarifário integral (parcelas mensais até junho de 2025), acrescido da taxa Selic. No reajuste tarifário de 2025, foi iniciada a cobrança desse diferimento, no valor de R\$ 370.000, e o saldo remanescente será cobrado nos processos tarifários de 2026 e 2027 atualizado por Selic.
- **Devolução do crédito de PIS/COFINS:** conforme a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.473 relativa ao RTA de 2025, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 564.398, que estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores, em outras contas a pagar e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2025 (nota 7.1);

- **Geração Distribuída:** Conforme disposto no Despacho nº 684/2025, foi incorporado na definição da energia requerida a consideração do mercado de fornecimento medido e a dedução da energia injetada pela MMD, com vigência a partir dos processos tarifários de 2025, em conformidade com o princípio da modicidade tarifária prevista pelo artigo 13 da Lei nº 14.300 de 2022. Em 2025 foi considerado o montante de R\$ 98.442 que estava registrado no grupo de contas a pagar com os consumidores e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais para devolução aos consumidores.
- **Outros:** (i) **Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos:** valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão e (ii) **CDE covid escassez hídrica**, entre outros.

### c) Recebimento - CDE Eletrobrás

Conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás estão sendo destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, desde 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2025 ocorreu em maio, cujo valor de R\$ 8.286 foi homologado por meio do Despacho nº 1.536 de 23 de maio de 2025.

## 10 TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são demonstrados como segue:

	31/12/2025		31/12/2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Benefício Fiscal do intangível incorporado</b>	<b>31.047</b>	<b>92.435</b>	<b>33.163</b>	<b>101.176</b>
<b>Bases negativas/Prejuízos Fiscais</b>	-	-	<b>23.083</b>	<b>65.517</b>
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>	<b>18.649</b>	<b>51.804</b>	<b>(7.682)</b>	<b>(21.339)</b>
Provisões para litígios	27.129	75.359	24.732	68.699
Entidade de previdência privada	(66)	(184)	1.121	3.115
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.140	30.944	11.760	32.666
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	5.349	14.858	(1.814)	(5.038)
Provisão relacionada a pessoal	2.767	7.686	2.281	6.335
Derivativos	(24.828)	(68.965)	(53.554)	(148.761)
Marcação a Mercado - Derivativos	8.342	23.173	10.197	28.325
Marcação a Mercado - Dívidas	(16.727)	(46.465)	(17.985)	(49.958)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	461	1.280	992	2.755
Outros	4.769	13.249	14.275	39.653
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>	<b>(208.294)</b>	<b>(578.596)</b>	<b>(228.925)</b>	<b>(635.902)</b>
Reavaliação regulatória compulsória	(208.294)	(578.596)	(228.888)	(635.800)
Marcação a Mercado - Derivativos	-	-	14	38
Marcação a Mercado - Dívidas	-	-	(50)	(140)
<b>Total</b>	<b>(158.598)</b>	<b>(434.356)</b>	<b>(180.361)</b>	<b>(490.548)</b>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

### 10.1 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

## 10.2 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante (em função de divulgar o saldo líquido considerando ativos e passivos), decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

### Expectativa de recuperação

2026	112.827
2027	84.356
2028	82.678
2029	10.249
2030	10.249
2031 a 2033	30.746
2034 a 2036	18.325
<b>Total</b>	<b><u>349.430</u></b>

## 10.3 - Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>1.246.521</b>	<b>1.246.521</b>	<b>721.505</b>	<b>721.505</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Juros sobre o capital próprio	-	-	(147.700)	(147.700)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.777)	(4.777)	(2.749)	(2.749)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	69.102	69.102	64.330	64.330
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(314.666)	(343.071)	(4.845)	(2.972)
<b>Base de cálculo</b>	<b>996.180</b>	<b>967.775</b>	<b>630.542</b>	<b>632.414</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b><u>(89.656)</u></b>	<b><u>(241.944)</u></b>	<b><u>(56.750)</u></b>	<b><u>(158.104)</u></b>
Corrente	(111.380)	(298.035)	(42.614)	(117.374)
Diferido	21.724	56.091	(14.136)	(40.730)

(\*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

## 10.4 - O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido, em (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2025 e 2024 foram os seguintes:

	2025		2024	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Perdas/ (ganhos) atuariais</b>	44.543	44.543	(102.140)	(102.140)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(16.540)	(16.540)	51.113	51.113
<b>Base de cálculo</b>	<b>28.003</b>	<b>28.003</b>	<b>(51.027)</b>	<b>(51.027)</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos apurados</b>	<b>(2.520)</b>	<b>(7.001)</b>	<b>4.592</b>	<b>12.757</b>
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	2.520	7.001	(948)	(2.635)
<b>Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuarias</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.644</b>	<b>10.122</b>
<b>Reserva de Reavaliação</b>	228.816	228.816	250.804	250.804
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação</b>	<b>(20.594)</b>	<b>(57.204)</b>	<b>(22.572)</b>	<b>(62.702)</b>
<b>Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b><u>(20.594)</u></b>	<b><u>(57.204)</u></b>	<b><u>(18.928)</u></b>	<b><u>(52.580)</u></b>

## 11 OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	Circulante	
	31/12/2025	31/12/2024
Adiantamentos - fornecedores	1.860	1.248
Serviços prestados a terceiros	8.713	6.719
Contas a receber - CDE	232.615	122.286
Adiantamentos a funcionários	10.703	9.026
Faturas diversas	2.794	7.715
Arrendamentos e alugueis de postes	24.686	23.461
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(10.062)	(18.240)
Outros	16.985	12.643
<b>Total</b>	<b>288.295</b>	<b>164.859</b>

**Contas a receber – CDE** – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 30.414 (R\$ 16.658 em 31 de dezembro de 2024); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 191.517 (R\$ 102.574 em 31 de dezembro de 2024) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 10.684 (R\$ 3.054 em 31 de dezembro de 2024).

**Outros:** refere-se, principalmente, aos contratos de direito de uso (arrendamento) da Companhia.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
<b>Saldo em 31/12/2023</b>	<b>(18.115)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(126)
<b>Saldo em 31/12/2024</b>	<b>(18.240)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	7.028
Baixa de contas a receber provisionadas	1.150
<b>Saldo em 31/12/2025</b>	<b>(10.062)</b>

## 12 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2025		2024	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>		<b>21.998.764</b>	<b>(8.289.702)</b>	<b>13.709.062</b>	<b>12.922.183</b>
Custo Histórico	3,85%	15.803.584	(4.619.522)	11.184.062	10.144.913
Reavaliação		6.195.180	(3.670.181)	2.524.999	2.777.270
<b>Administração</b>		<b>124.451</b>	<b>(93.190)</b>	<b>31.261</b>	<b>38.402</b>
Custo Histórico	11,19%	86.456	(60.712)	25.744	31.016
Reavaliação		37.995	(32.478)	5.517	7.386
<b>Subtotal</b>		<b>22.123.215</b>	<b>(8.382.892)</b>	<b>13.740.323</b>	<b>12.960.585</b>
<b>Em Curso</b>		<b>1.537.559</b>	<b>-</b>	<b>1.537.559</b>	<b>1.192.927</b>
Distribuição		1.307.507	-	1.307.507	1.068.147
Administração		230.052	-	230.052	124.781
<b>Subtotal</b>		<b>1.537.559</b>	<b>-</b>	<b>1.537.559</b>	<b>1.192.927</b>
<b>Total</b>		<b>23.660.774</b>	<b>(8.382.892)</b>	<b>15.277.882</b>	<b>14.153.513</b>

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2025		2024	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	<b>20,00%</b>	<b>280.184</b>	<b>(93.816)</b>	<b>186.368</b>	<b>183.595</b>
Custo Histórico		195.979	(70.462)	125.517	122.382
Reavaliação		84.205	(23.354)	60.851	61.212
<b>Administração</b>	<b>20,00%</b>	<b>740.594</b>	<b>(723.461)</b>	<b>17.133</b>	<b>22.242</b>
Custo Histórico		389.864	(373.248)	16.616	21.022
Reavaliação		350.731	(350.213)	518	1.221
<b>Subtotal</b>		<b>1.020.779</b>	<b>(817.278)</b>	<b>203.501</b>	<b>205.837</b>
<b>Em Curso</b>		<b>245.986</b>	<b>-</b>	<b>245.986</b>	<b>172.707</b>
Distribuição		106.313	-	106.314	85.593
Administração		139.672	-	139.672	87.115
<b>Subtotal</b>		<b>245.986</b>	<b>-</b>	<b>245.986</b>	<b>172.707</b>
<b>Total</b>		<b>1.266.765</b>	<b>(817.278)</b>	<b>449.487</b>	<b>378.545</b>

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C) (*)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Distribuição</b>	<b>20.798.226</b>	<b>13.149</b>	<b>(478.264)</b>	<b>1.665.809</b>	<b>(157)</b>	<b>21.998.764</b>	<b>1.200.695</b>	<b>(8.289.702)</b>	<b>13.709.062</b>	<b>12.922.183</b>
Terrenos	118.092	721	(3.010)	4.890	(248)	120.445	2.601	-	120.445	118.092
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	502.537	5.786	(8.883)	24.535	(1.272)	522.703	21.438	(307.910)	214.794	198.711
Máquinas e Equipamentos	19.969.883	6.642	(456.607)	1.623.597	1.642	21.145.157	1.173.632	(7.845.047)	13.300.110	12.519.968
Veículos	184.618	-	(9.763)	10.889	(236)	185.507	1.125	(121.873)	63.634	76.049
Móveis e Utensílios	23.097	-	-	1.898	(43)	24.952	1.898	(14.873)	10.079	9.363
<b>Administração</b>	<b>125.992</b>	<b>-</b>	<b>(4.355)</b>	<b>2.627</b>	<b>187</b>	<b>124.451</b>	<b>(1.728)</b>	<b>(93.190)</b>	<b>31.261</b>	<b>38.402</b>
Terrenos	-	-	-	686	-	686	686	-	686	4.779
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	10.116	-	(605)	1.525	(96)	10.939	920	(5.172)	5.767	29.193
Máquinas e Equipamentos	98.095	-	(3.565)	142	3	94.675	(3.423)	(73.501)	21.174	3.185
Veículos	9.562	-	(143)	227	236	9.882	84	(7.365)	2.517	1.244
Móveis e Utensílios	8.220	-	(42)	47	43	8.268	5	(7.152)	1.116	-
<b>Subtotal</b>	<b>20.924.218</b>	<b>13.149</b>	<b>(482.618)</b>	<b>1.668.436</b>	<b>29</b>	<b>22.123.215</b>	<b>1.198.967</b>	<b>(8.382.892)</b>	<b>13.740.323</b>	<b>12.960.585</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2024</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2025</b>	<b>Adições Líquidas (A)+(B)+(C)</b>	<b>Depreciação Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2025</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2024</b>
<b>Distribuição</b>	<b>1.068.147</b>	<b>1.852.882</b>	<b>-</b>	<b>(1.613.522)</b>	<b>-</b>	<b>1.307.507</b>	<b>239.360</b>	<b>-</b>	<b>1.307.507</b>	<b>1.068.147</b>
Máquinas e Equipamentos	674.500	1.755.527	-	(1.572.012)	-	858.015	183.515	-	858.015	674.500
Outros	393.647	97.356	-	(41.510)	-	449.492	55.846	-	449.492	393.647
<b>Administração</b>	<b>124.781</b>	<b>162.451</b>	<b>-</b>	<b>(57.179)</b>	<b>-</b>	<b>230.052</b>	<b>105.272</b>	<b>-</b>	<b>230.052</b>	<b>124.781</b>
Máquinas e Equipamentos	32.980	17.387	-	(2.742)	-	47.625	14.645	-	47.625	32.980
Outros	91.801	145.064	-	(54.437)	-	182.428	90.627	-	182.428	91.801
<b>Subtotal</b>	<b>1.192.927</b>	<b>2.015.333</b>	<b>-</b>	<b>(1.670.701)</b>	<b>-</b>	<b>1.537.559</b>	<b>344.632</b>	<b>-</b>	<b>1.537.559</b>	<b>1.192.927</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>22.117.146</b>	<b>2.028.482</b>	<b>(482.618)</b>	<b>(2.265)</b>	<b>29</b>	<b>23.660.774</b>	<b>1.543.599</b>	<b>(8.382.892)</b>	<b>15.277.882</b>	<b>14.153.513</b>

Os valores de R\$ 2.265 de transferência e R\$ 29 de reclassificação referem-se a movimentações entre os grupos de imobilizado e intangível.

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2025	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
<b>Imobilizado em Curso</b>	<b>1.046.255</b>	<b>798.033</b>	<b>72.240</b>	<b>21.071</b>	<b>2.758</b>	<b>62.623</b>	<b>2.002.979</b>
Terrenos	-	542	3	55	-	1.650	2.250
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	162	19.289	-	1	-	1.349	20.800
Máquinas e Equipamentos	909.980	680.287	65.825	19.593	2.694	55.994	1.734.374
Veículos	112.575	15.660	-	-	-	0,3	128.235
Móveis e Utensílios	1.967	1	-	-	-	-	1.969
A Ratear	21.571	82.254	6.412	1.422	63	3.629	115.351
<b>Outros - Estoque</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.354</b>	<b>12.354</b>
Desenvolvimento de Projetos	-	-	-	-	-	-	-
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	8.440	8.440
Material em Depósito	-	-	-	-	-	1.588	1.588
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	1.004	1.004
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	1.322	1.322
<b>Total das Adições</b>	<b>1.046.255</b>	<b>798.033</b>	<b>72.240</b>	<b>21.071</b>	<b>2.758</b>	<b>74.976</b>	<b>2.015.333</b>

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)
<b>AIS Bruto</b>	<b>19.969.883</b>	<b>6.642</b>	<b>(456.607)</b>	<b>1.623.597</b>	<b>1.642</b>	<b>21.145.157</b>	<b>1.173.632</b>
Transformador de Distribuição	2.262.943	1.576	(101.193)	173.199	-	2.336.524	73.581
Medidor	681.872	-	(53.129)	83.590	-	712.333	30.461
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	4.136.696	2.092	(198.314)	881.740	(59)	4.824.155	687.518
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	8.273.565	58	(48.934)	185.644	-	8.410.333	136.768
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.435.939	567	(18.332)	79.878	278	1.498.329	62.112
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	516.006	-	(205)	20.772	-	536.573	20.567
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	9.525	-	(9)	10	-	9.526	0,3
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	13.140	-	(15)	100	(160)	13.064	84
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1.698.886	2.346	(16.627)	29.338	974	1.714.918	15.058
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	823.212	-	(5.058)	28.550	(250)	844.454	21.492
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	10.003	-	(40)	217	-	10.180	176
Demais Máquinas e Equipamentos	108.094	3	(16.749)	142.560	861	234.768	125.814
<b>Obrigações Especiais Em Serviço Bruto</b>	<b>(1.723.321)</b>	<b>(14.496)</b>	<b>-</b>	<b>(60.526)</b>	<b>136</b>	<b>(1.798.207)</b>	<b>(75.022)</b>
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(1.518.966)	(14.496)	-	(53.139)	136	(1.586.466)	(67.636)
Outros	(204.354)	-	-	(7.386)	-	(211.740)	(7.386)
Originadas da Receita	(204.354)	-	-	(7.386)	-	(211.740)	(7.386)
Ultrapassagem de demanda	(70.671)	-	-	(6.165)	-	(76.836)	(6.165)
Excedente de reativos	(124.080)	-	-	(10.824)	-	(134.904)	(10.824)
Outros	(9.603)	-	-	9.603	-	-	9.603

A movimentação do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (C)	Reclassif.(*)	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>295.843</b>	<b>7</b>	<b>6.882</b>	<b>(22.547)</b>	<b>280.185</b>	<b>6.889</b>	<b>(93.817)</b>	<b>186.368</b>	<b>183.595</b>
Serviços	176.008	7	5.787	(29)	181.753	5.774	(78)	181.675	175.930
Softwares	67.469	-	210	(22.518)	45.161	210	(44.101)	1.060	2.099
Outros	52.366	-	905	-	53.271	905	(49.638)	3.633	5.566
<b>Administração</b>	<b>710.704</b>	<b>-</b>	<b>7.372</b>	<b>22.518</b>	<b>740.594</b>	<b>7.372</b>	<b>(723.461)</b>	<b>17.133</b>	<b>22.242</b>
Serviços	415	-	-	-	415	-	(415)	-	-
Softwares	710.289	-	7.372	22.518	740.179	7.372	(723.046)	17.133	22.242
<b>Subtotal</b>	<b>1.006.547</b>	<b>7</b>	<b>14.254</b>	<b>(29)</b>	<b>1.020.779</b>	<b>14.261</b>	<b>(817.278)</b>	<b>203.501</b>	<b>205.838</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>85.593</b>	<b>27.130</b>	<b>(5.379)</b>	<b>(1.030)</b>	<b>106.314</b>	<b>21.751</b>	<b>-</b>	<b>106.314</b>	<b>85.593</b>
Serviços	79.681	25.447	(4.407)	-	100.721	21.040	-	100.721	79.681
Outros	5.911	1.683	(971)	(1.030)	5.593	711	-	5.593	5.911
<b>Administração</b>	<b>87.115</b>	<b>58.138</b>	<b>(6.611)</b>	<b>1.030</b>	<b>139.672</b>	<b>51.528</b>	<b>-</b>	<b>139.672</b>	<b>87.115</b>
Outros	87.115	58.138	(6.611)	1.030	139.672	51.528	-	139.672	87.115
<b>Subtotal</b>	<b>172.707</b>	<b>85.268</b>	<b>(11.989)</b>	<b>-</b>	<b>245.986</b>	<b>73.279</b>	<b>-</b>	<b>245.986</b>	<b>172.707</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>1.179.254</b>	<b>85.275</b>	<b>2.265</b>	<b>(29)</b>	<b>1.266.765</b>	<b>87.540</b>	<b>(817.278)</b>	<b>449.487</b>	<b>378.545</b>

Os valores de R\$ 2.265 de transferência e R\$ 29 de reclassificação referem-se a movimentações entre os grupos de imobilizado e intangível.

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
<b>Distribuição</b>	
Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
<b>Administração central</b>	
Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

### **13 FORNECEDORES**

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	185.618	195.746
Encargos de Conexão	22.573	22.374
Suprimento de Energia Elétrica	546.661	427.129
Materiais e serviços	358.601	325.380
<b>Total</b>	<b><u>1.113.453</u></b>	<b><u>970.629</u></b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	64.059	64.733
Suprimento de energia elétrica	167.414	169.177
<b>Total</b>	<b><u>231.473</u></b>	<b><u>233.910</u></b>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

## 14 EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

### 14.1 Abertura de Endividamento total:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						Total			
																2027	2028	2029	2030	2031	2032+				
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.427	543.634	-	545.061												-	-	-	-	-	-	-	-		
Lei 4131 - The Hongkong and Shanghai Banking Corporation Limited (HSBC)	1.281	369.220	-	370.501	Sim	14/08/2023	AvaliFiança	Iene	0,93%	19/01/2026	Semestral	09/07/2028	10/07/2026	Amortização: Final	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - BNP Paribas	147	180.581	-	180.727	Sim	12/07/2021	AvaliFiança	US\$	1,83%	15/06/2026	Semestral	15/06/2026	15/06/2026	Amortização: Duas Parcelas Jun/25 e Jun/26	Bulet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Marcação a mercado de moeda estrangeira	-	(6.167)	-	(6.167)	Sim	31/12/2025	Não há	Outros a especificar	0,00%	31/01/2026	N.A.	09/07/2028	10/07/2026	-	Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	82.242	811.006	8.179.491	9.072.738												1.087.785	2.734.504	996.751	492.020	531.521	2.336.909	8.179.491			
BNDES Direto - 2021 - Sub B	2.798	-	1.530.177	1.532.975	Sim	05/08/2020	AvaliFiança	IPCA	4,27%	16/03/2026	Mensal	17/07/2028	15/07/2028	Amortização: Final	SAC	-	1.530.177	-	-	-	-	-	-	1.530.177	
19º Emissão - AESLA9	8.857	-	1.106.731	1.115.588	Sim	23/05/2025	AvaliFiança	IPCA	6,92%	15/05/2026	Mensal	16/05/2033	15/05/2035	Amortização: Cinco Parcelas maio/2033, nov/2033, mai/2034, nov/2034 e mai/2035	SAC	-	-	-	-	-	-	-	1.106.731	1.106.731	
11º Emissão - RIGEA1	4.432	-	882.122	886.554	Sim	20/05/2021	AvaliFiança	IPCA	4,30%	15/05/2026	Trimestral	15/05/2029	15/05/2031	Amortização: 3 Parcelas - mai/29, mai/30 e mai/31	SAC	-	-	294.041	294.041	294.041	-	-	-	882.122	
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB B	4.696	208.800	487.410	700.996	Sim	08/11/2024	AvaliFiança	SELIC - 10	1,52%	15/01/2026	Mensal	16/01/2026	15/07/2027	Amortização: Mensal após 09/2025	SAC	487.410	-	-	-	-	-	-	-	487.410	
18º Emissão - AESLA8	4.836	-	603.000	607.836	Sim	16/10/2024	AvaliFiança	CDI	0,49%	10/03/2026	Semestral	11/09/2028	10/09/2029	Amortização: Cinco Parcelas set/28, dez/2028, mar/2029, jun/2029 e set/2029	SAC	-	241.200	361.800	-	-	-	-	-	603.000	
17º Emissão - AESLAT - 1ª Série	7.527	-	596.783	604.310	Sim	17/05/2024	AvaliFiança	IPCA	6,14%	15/04/2026	Semestral	15/04/2032	15/04/2034	Amortização: 3 Parcelas - Abr-32/Abr-33 e Abr-34	SAC	-	-	-	-	-	-	-	596.783	596.783	
13º Emissão - RIGEA3	3.957	-	569.838	573.796	Sim	30/05/2022	AvaliFiança	IPCA	5,99%	15/05/2026	Semestral	15/05/2028	15/05/2029	Amortização: Duas Parcelas Mai/28 e Mai/29	SAC	-	284.919	284.919	-	-	-	-	-	569.838	
16º Emissão - AESLA6	26.195	-	449.000	475.195	Sim	28/02/2024	AvaliFiança	CDI	1,00%	18/02/2026	Semestral	15/02/2030	15/02/2031	Amortização: Duas Parcelas Fev/30 e Fev/31	SAC	-	-	-	224.500	224.500	-	-	-	449.000	
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB A	1.201	114.831	267.472	383.304	Sim	08/11/2024	AvaliFiança	BRL	7,42%	15/01/2026	Trimestral	15/01/2026	15/06/2027	Amortização: Mensal após 09/2025	SAC	267.472	-	-	-	-	-	-	-	267.472	
20º Emissão - AESLBO	5.460	-	352.948	358.407	Sim	09/10/2025	AvaliFiança	IPCA	6,90%	16/03/2026	Semestral	15/09/2033	15/09/2035	Amortização: 5 Parcelas - Set/33, Mar/34, Set/34, Mar/35 e Set/35	SAC	-	-	-	-	-	-	-	352.948	352.948	
15º Emissão - AESLA5	3.493	-	275.314	278.806	Sim	09/11/2023	AvaliFiança	IPCA	6,18%	15/04/2026	Semestral	15/10/2031	15/10/2033	Amortização: 3 Parcelas - Out-31/Out-32 e Out-33	SAC	-	-	-	-	91.771	183.542	-	-	275.314	
BNDES Direto - 2021 - Sub A	505	184.272	92.136	276.913	Sim	05/09/2020	AvaliFiança	IPCA	4,27%	15/01/2026	Semestral	15/01/2026	15/06/2028	Amortização: Mensal após 07/2023	SAC	92.136	-	-	-	-	-	-	-	92.136	
BNDES Equipamentos Finance	1.607	84.014	149.558	233.180	Sim	20/12/2024	AvaliFiança	BRL	2,35%	15/01/2026	Mensal	15/01/2026	17/09/2029	Amortização: Mensal após 01/2026	SAC	45.226	45.226	59.106	-	-	-	-	-	149.558	
BNDES Direto (RGE Sul) - 18/19	395	123.248	71.895	195.539	Sim	27/12/2018	AvaliFiança	IPCA	4,74%	15/01/2026	Mensal	15/01/2026	15/07/2028	Amortização: Mensal	SAC	71.895	-	-	-	-	-	-	-	71.895	
17º Emissão - AESLBT - 2ª Série	1.900	-	149.196	151.096	Sim	17/05/2024	AvaliFiança	IPCA	6,20%	15/04/2026	Semestral	15/04/2037	15/04/2039	Amortização: 3 Parcelas - Abr-37/Abr-38 e Abr-39	SAC	-	-	-	-	-	-	-	149.196	149.196	
BNDES Direto (RGE) - 18/19	290	90.518	52.802	143.611	Sim	27/12/2018	AvaliFiança	IPCA	4,74%	15/01/2026	Mensal	15/01/2026	15/07/2028	Amortização: Mensal	SAC	52.802	-	-	-	-	-	-	-	52.802	
BNDES Reconstrução	79	7.981	63.181	71.240	Sim	18/08/2025	AvaliFiança	BRL	0,03%	15/01/2026	Semestral	15/01/2026	15/06/2027	Amortização: Mensal após 01/2026	SAC	63.181	-	-	-	-	-	-	-	63.181	
Marcação a mercado de debêntures	-	-	(107.594)	(107.594)	Sim	31/12/2025	Não há	Não há	0,00%	31/01/2026	N.A.	31/01/2026	15/04/2039	-	Outro, especific no cronograma	-	-	1.284	-	(74.710)	(34.169)	-	-	(107.594)	
Gastos com captação de debêntures	-	-	(42.968)	(42.968)	Sim	31/12/2025	Não há	Não há	0,00%	31/01/2026	N.A.	31/01/2026	15/04/2039	-	Outro, especific no cronograma	(4.820)	(4.820)	(4.820)	(4.740)	(4.502)	(19.266)	-	-	(42.968)	
Gastos com captação de empréstimos	-	(8.738)	(7.253)	(15.991)	Sim	31/12/2025	Não há	Não há	0,00%	31/01/2026	N.A.	31/01/2026	15/09/2035	-	Outro, especific no cronograma	(5.995)	(1.257)	-	-	-	-	-	-	(7.253)	
Marcação a mercado de empréstimos	-	-	(52.351)	(52.351)	Sim	31/12/2025	Não há	Não há	0,00%	31/01/2026	N.A.	31/01/2026	15/09/2035	-	Outro, especific no cronograma	-	(30.150)	-	(22.201)	-	-	-	-	(52.351)	
Arrendamento Mercantil	-	6.190	5.756	11.945	Sim	31/12/2025	Não há	Não há	0,00%	31/01/2026	N.A.	31/01/2026	16/10/2034	-	Outro, especific no cronograma	2.530	819	421	421	421	1.144	-	-	5.756	
Dividas com Fundo de Pensão Electroee	-	-	15.947	15.947	Sim	30/08/1982	Não há	Não há	0,00%	30/04/2025	Não há	30/04/2025	31/12/2027	-	Não há	15.947	-	-	-	-	-	-	-	15.947	
<b>Mútuos Passivos</b>																									
SGEL x CPFL RGE	4.013	-	694.830	698.842	Sim	18/09/2025	Outro, especificar em obs.	Outro, especificar em obs.	2,33%	13/03/2026	Semestral	14/09/2028	14/09/2028	Pagamento único final e o indexador e a moeda nemmbi	Bulet (final)	-	694.830	-	-	-	-	-	-	-	694.830
Marcação a mercado de mútuo	-	-	(26.439)	(26.439)	Sim	18/09/2025	Outro, especificar em obs.	Outro, especificar em obs.	2,33%	13/03/2026	Semestral	14/09/2028	14/09/2028	-	Bulet (final)	-	(26.439)	-	-	-	-	-	-	-	(26.439)
<b>Total por Dívida:</b>	<b>83.669</b>	<b>1.354.640</b>	<b>8.179.491</b>	<b>9.617.799</b>																					
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.427	543.634	-	545.061																					
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	78.229	811.006	7.495.153	8.384.388																					
Dividas com Fundo de Pensão	-	-	15.947	15.947																					
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	4.013	-	688.390	692.403																					

## 14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização					
												2027	2028	2029	2030	2031	2032+
<b>Ativos Financeiros</b>	<b>469.923</b>	<b>215.426</b>	<b>685.349</b>														
<b>Caixa e Aplicações Financeiras</b>	<b>469.923</b>	<b>215.426</b>	<b>685.349</b>														
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	327.373	-	327.373														
Aplic. Finanç. Outros Fundos de Invest.	138.743	-	138.743														
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Contraparte	-	9.982	9.982	CDI	100% CDI -0,37%	13/03/2026	Semestral	14/09/2028	14/09/2028	Amortização: Final			9.982	-	-	-	9.982
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - DEUTSCHE	-	1.121	1.121	CDI	100% CDI -10,61%	15/08/2029	Trimestral	17/07/2028	15/08/2029	Amortização: Mensal após 01/2026		374	374	374	-	-	1.121
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	-	3.508	3.508	CDI	100% CDI -7,28%	16/04/2029	Trimestral	15/01/2026	16/04/2029	Amortização: Mensal após 09/2025		1.169	1.169	1.169	-	-	3.508
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	-	2.078	2.078	CDI	100% CDI -11,54%	15/08/2029	Trimestral	15/01/2026	15/08/2029	Amortização: Mensal após 01/2026		693	693	693	-	-	2.078
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	-	965	965	CDI	100% CDI -5,21%	16/04/2029	Semestral	15/01/2026	16/04/2029	Amortização: Mensal após 09/2025		322	322	322	-	-	965
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	-	16.959	16.959	CDI	100% CDI + 0,43%	15/04/2026	Semestral	15/10/2031	15/10/2033	Amortização: 3 Parcelas - Out-31/Out-32 e Out-33		-	-	-	-	5.653	16.959
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco Itaú	-	36.599	36.599	CDI	100% CDI + 0,60%	15/05/2026	Semestral	15/05/2028	15/05/2029	Amortização: Duas Parcelas Mai/28 e Mai/29		-	18.299	18.299	-	-	36.599
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco Itaú	-	37.960	37.960	CDI	CDI -11,55%	20/12/2024	Semestral	15/08/2029	15/08/2029	Amortização: Duas Parcelas Mai/28 e Mai/29		-	18.980	18.980	-	-	37.960
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco BNP Paribas Brasil S.A	3.807	-	3.807	CDI	CDI + 1,26%	11/06/2023	Semestral	10/12/2025	15/08/2029	Amortização: Duas Parcelas Mai/28 e Mai/29		-	-	-	-	-	3.807
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Itaú	-	106.256	106.256	CDI	CDI + 1,25%	27/04/2023	Semestral	10/12/2025	15/08/2029	Amortização: 3 Parcelas- mai/29, mai/30 e mai/31		-	-	35.419	35.419	35.419	106.256

## 14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Valor Justo (*)
<b>TOTAL DERIVATIVOS</b>						<b>3.750.485</b>	<b>173.010</b>
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Itaú	Itaú	20/05/2021	15/05/2031	IPCA + 4,30%	111,07%	680.000	106.256
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Contraparte	Citibank	18/09/2025	15/02/2035	CNH + 2,33%	CDI -0,37%	660.000	9.982
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Bradesco String(**)	Bradesco String	17/05/2024	17/04/2034	CDI + 0,17%	CDI + 0,17%	511.720	(24.031)
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - HSBC Brasil	HSBC Brasil	14/08/2023	10/07/2026	YEN + 0,92%	CDI + 1,40%	360.000	(13.874)
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	Santander	13/11/2024	16/04/2029	BRL + 7,42%	CDI -5,21%	272.727	965
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco Itaú	Banco Itaú	12/07/2021	15/06/2026	USD + 1,82%	CDI + 0,60%	251.000	37.960
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	Santander	09/11/2023	15/10/2033	IPCA + 6,17%	CDI + 0,43%	250.000	16.959
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco Itaú	Banco Itaú	30/05/2022	15/05/2029	CDI + 0,60%	CDI + 0,60%	242.000	36.599
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Banco BNP Paribas Brasil S.A	Banco BNP Paribas Brasil S.A	12/07/2021	15/06/2026	USD + 1,82%	CDI + 1,26%	170.000	3.807
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Bradesco(**)	Bradesco	17/05/2024	15/04/2039	CDI + 0,27%	CDI + 0,27%	127.824	(8.318)
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	Santander	26/02/2025	16/04/2029	CDI -5,21%	CDI -7,28%	93.991	3.508
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - DEUTSCHE	DEUTSCHE	13/06/2025	15/08/2029	CDI -11,54%	CDI -10,61%	68.364	1.121
SWAP VINCULADO À DÍVIDA - Santander	Santander	20/12/2024	15/08/2029	BRL + 2,35%	CDI -11,54%	62.860	2.078

(\*) positivo derivativo Ativo, negativo derivativo Passivo

(\*\*) O valor apresentado refere-se à posição líquida de instrumentos financeiros derivativos, composta por derivativo passivo de R\$ 32.349.

#### 14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	31/12/2025	31/12/2024
<b>(+) Dívida Bruta</b>	<b>83.669</b>	<b>1.400.862</b>	<b>8.179.491</b>	<b>9.664.023</b>	<b>9.028.171</b>
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.427	543.634	-	545.061	1.659.288
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	78.229	811.006	7.495.153	8.384.388	7.315.933
Fundo de Pensão	-	-	15.947	15.947	1.139
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	4.013	-	668.390	672.403	-
Derivativos a pagar	-	46.223	-	46.223	51.811
<b>(-) Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(469.923)</b>	<b>(215.426)</b>	<b>(685.349)</b>	<b>(979.948)</b>
Alta Liquidez	-	(327.373)	-	(327.373)	(153.619)
Demais Aplicações Financeiras	-	(138.743)	-	(138.743)	(418.080)
Derivativos a receber	-	(3.807)	(215.426)	(219.233)	(408.249)
<b>(+) Dívida Líquida</b>	<b>83.669</b>	<b>930.940</b>	<b>7.964.064</b>	<b>8.978.673</b>	<b>8.048.221</b>

#### 14.5 Movimentações dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Pré Fixado</b>							
BRL	-	170.849	-	3.562	-	-	174.411
<b>Pós Fixado</b>							
IPCA	2.153.907	-	(132.185)	170.339	-	(43.023)	2.149.038
Selic	304.902	404.000	(69.630)	100.427	-	(38.703)	700.996
Gastos com captação	(16.552)	(7.574)	-	8.135	-	-	(15.991)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Pré Fixado</b>	364.696	171.123	(39.352)	28.688	-	(9.841)	515.314
Marcação a mercado	(66.622)	-	-	14.271	-	-	(52.351)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>2.740.331</b>	<b>738.398</b>	<b>(241.168)</b>	<b>325.422</b>	<b>-</b>	<b>(91.567)</b>	<b>3.471.416</b>
<b>Moeda estrangeira</b>							
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Dólar	1.362.949	-	(1.056.553)	22.078	(118.581)	(29.166)	180.727
Iene	414.698	-	-	3.508	(44.055)	(3.650)	370.501
Marcação a mercado	(35.184)	-	-	29.017	-	-	(6.167)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>1.742.462</b>	<b>-</b>	<b>(1.056.553)</b>	<b>54.604</b>	<b>(162.635)</b>	<b>(32.816)</b>	<b>545.061</b>
<b>Mútuo</b>	<b>-</b>	<b>660.000</b>	<b>-</b>	<b>12.403</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>672.403</b>
<b>Arrendamento</b>	<b>10.349</b>	<b>10.729</b>	<b>(9.436)</b>	<b>303</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.945</b>
<b>Total</b>	<b>4.493.142</b>	<b>1.409.127</b>	<b>(1.307.157)</b>	<b>392.731</b>	<b>(162.635)</b>	<b>(124.383)</b>	<b>4.700.826</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.313.676</b>						<b>1.371.652</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.179.466</b>						<b>3.329.174</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Moeda nacional</b>							
<b>Mensuradas ao custo</b>							
<b>Pós Fixado</b>							
IPCA	2.145.817	-	(153.928)	212.290	-	(50.271)	2.153.907
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
Gastos com captação	(10.854)	(9.167)	-	3.469	-	-	(16.552)
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Pré Fixado</b>	-	361.436	-	3.260	-	-	364.696
Marcação a mercado	-	-	-	(66.622)	-	-	(66.622)
<b>Total moeda nacional</b>	<b>2.134.963</b>	<b>652.269</b>	<b>(153.928)</b>	<b>157.299</b>	<b>-</b>	<b>(50.271)</b>	<b>2.740.331</b>
<b>Moeda estrangeira</b>							
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
Dólar	1.370.309	-	(310.954)	40.704	303.518	(40.628)	1.362.949
Euro	361.696	199.100	(220.895)	4.191	74.661	(4.055)	414.698
Marcação a mercado	(51.005)	-	-	15.821	-	-	(35.184)
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>1.681.000</b>	<b>199.100</b>	<b>(531.849)</b>	<b>60.716</b>	<b>378.179</b>	<b>(44.684)</b>	<b>1.742.462</b>
<b>Arrendamento</b>	<b>17.336</b>	<b>759</b>	<b>(7.765)</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.349</b>
<b>Total</b>	<b>3.833.299</b>	<b>852.127</b>	<b>(693.542)</b>	<b>218.034</b>	<b>378.179</b>	<b>(94.955)</b>	<b>4.493.142</b>
<b>Circulante</b>	<b>539.292</b>						<b>1.313.676</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.294.007</b>						<b>3.179.466</b>

#### 14.6 Condições restritivas dos empréstimos e financiamentos:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societária. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária da Companhia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

#### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

#### 14.7 Movimentações das Debêntures:

Modalidade	Saldo em 31/12/2024	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2025
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	2.172.168	-	(1.090.000)	219.077	(218.214)	1.083.031
IPCA	-	1.441.000	-	70.230	(37.234)	1.473.996
Gastos com captação	(3.712)	(43.406)	-	4.150	-	(42.968)
<b>Total ao custo</b>	<b>2.168.456</b>	<b>1.397.594</b>	<b>(1.090.000)</b>	<b>293.456</b>	<b>(255.448)</b>	<b>2.514.059</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	2.537.466	-	(159.170)	256.341	(140.075)	2.494.562
Marcação a mercado	(223.843)	-	-	116.249	-	(107.594)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>2.313.623</b>	<b>-</b>	<b>(159.170)</b>	<b>372.590</b>	<b>(140.075)</b>	<b>2.386.968</b>
<b>Total</b>	<b>4.482.079</b>	<b>1.397.594</b>	<b>(1.249.170)</b>	<b>666.047</b>	<b>(395.523)</b>	<b>4.901.026</b>
<b>Circulante</b>	<b>139.515</b>					<b>66.657</b>
<b>Não circulante</b>	<b>4.342.564</b>					<b>4.834.369</b>

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
<b>Mensuradas ao custo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
CDI	1.719.258	1.052.000	(603.000)	254.785	(250.874)	2.172.168
IPCA	92.627	-	(92.006)	1.768	(2.389)	-
Gastos com captação	(4.602)	(2.722)	-	3.612	-	(3.712)
<b>Total ao custo</b>	<b>1.807.283</b>	<b>1.049.278</b>	<b>(695.006)</b>	<b>260.164</b>	<b>(253.263)</b>	<b>2.168.456</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>						
<b>Pós fixado</b>						
IPCA	1.885.924	696.000	(151.266)	224.033	(117.224)	2.537.466
Marcação a mercado	(50.743)	-	-	(173.100)	-	(223.843)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>1.835.181</b>	<b>696.000</b>	<b>(151.266)</b>	<b>50.932</b>	<b>(117.224)</b>	<b>2.313.623</b>
<b>Total</b>	<b>3.642.464</b>	<b>1.745.278</b>	<b>(846.272)</b>	<b>311.096</b>	<b>(370.487)</b>	<b>4.482.079</b>
<b>Circulante</b>	<b>284.265</b>					<b>139.515</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.358.199</b>					<b>4.342.564</b>

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

### Pré pagamento

No exercício de 2025 foram liquidadas antecipadamente R\$ 1.090.000 de debêntures da 14ª emissão, cujo vencimento original era até dezembro de 2026.

### 14.8 Condições restritivas das debêntures:

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas semestralmente, com base nas demonstrações financeiras societária, apresentamos abaixo os parâmetros de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2025.

### Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2025, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

## 15 BENEFICIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

### 15.1 – Características:

**“Plano 1” (Plano Único da incorporada):** Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde

1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

**“Plano 2” (Plano Único da incorporadora):** Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

## 15.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2025		31/12/2024	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	410.429	537.910	388.941	516.508
Valor justo dos ativos do plano	(454.621)	(473.713)	(443.253)	(467.674)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>(44.192)</b>	<b>64.197</b>	<b>(54.312)</b>	<b>48.834</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	44.192	-	54.312	-
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(48.250)	-	(47.695)
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>-</b>	<b>15.947</b>	<b>-</b>	<b>1.139</b>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023</b>	<b>471.126</b>	<b>561.004</b>
Custo do serviço corrente bruto	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigação atuarial	44.388	52.031
Contribuições de participantes vertidas no exercício	91	834
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)
Benefícios pagos no exercício	(36.594)	(49.451)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024</b>	<b>388.941</b>	<b>468.813</b>
Custo do serviço corrente bruto	(2.204)	(1.240)
Juros sobre obrigação atuarial	43.688	52.362
Contribuições de participantes vertidas no exercício	81	850
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(555)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	18.002	17.442
Benefícios pagos no exercício	(38.079)	(48.012)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2025</b>	<b>410.429</b>	<b>489.660</b>

	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023</b>	<b>(473.065)</b>	<b>(500.813)</b>
Rendimento esperado no exercício	(45.875)	(48.120)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(91)	(834)
Contribuições de patrocinadoras	(2.639)	(6.019)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661
Benefícios pagos no exercício	36.594	49.451
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024</b>	<b>(443.253)</b>	<b>(467.674)</b>
Rendimento esperado no exercício	(50.401)	(52.751)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(81)	(850)
Contribuições de patrocinadoras	(2.518)	(6.551)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	3.553	6.091
Benefícios pagos no exercício	38.079	48.022
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2025</b>	<b>(454.621)</b>	<b>(473.713)</b>

### 15.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2025		31/12/2024	
	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
<b>Passivo atuarial líquido no início do exercício</b>	-	<b>1.139</b>	-	<b>60.192</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(2.497)	(1.629)	(2.382)	3.032
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.518)	(6.551)	(2.639)	(6.019)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(555)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	-	-	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	18.002	17.442	(77.971)	(96.814)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	3.553	6.101	41.823	38.661
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(16.540)	-	51.113	-
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2025</b>	-	<b>15.947</b>	-	<b>1.139</b>
Outras contribuições	-	3	-	-
<b>Passivo atuarial líquido no final do exercício</b>	-	<b>15.950</b>	-	<b>1.139</b>
Circulante		3		-
Não circulante		15.947		1.139

### 15.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2026 estão apresentadas no montante de R\$ 2.397 (plano 1) e R\$ 6.190 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

<b>Ano de pagamento</b>	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
2026	40.196	53.482
2027	41.428	54.948
2028	42.708	56.680
2029	43.902	58.001
2030 a 2035	285.535	374.962
<b>Total</b>	<b>453.769</b>	<b>598.073</b>

Em 31 de dezembro de 2025, a duração média da obrigação do benefício definido foi 8,0 anos (Plano 1) e 8,7 anos (Plano 2).

### 15.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2026 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2025 e 2024, são como segue:

	2026 estimadas		2025 realizadas		2024 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.277)	(1.322)	(2.204)	(1.240)	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigações atuariais	44.849	53.189	43.688	52.362	44.388	52.031
Rendimento esperado dos ativos do plano	(50.199)	(51.852)	(50.401)	(52.751)	(45.875)	(48.120)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	5.078	-	6.420	-	1.260	-
<b>Total de (receita) despesa</b>	<b>(2.549)</b>	<b>15</b>	<b>(2.497)</b>	<b>(1.629)</b>	<b>(2.382)</b>	<b>3.032</b>

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2025	31/12/2024
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,49% a.a.	11,82% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,83% a.a.(*)	5,77% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,95% a.a.	3,89% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT 2000 MF(**)	BR-EMS sb v.2021 (segregada por sexo)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(\*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE Plano I foi de 4,40% em 2025 e de 4,34% em 2024.

(\*\*) Tábua biométrica de mortalidade geral para a RGE Sul plano I é BR-EMSsb v.2015 desagradada em 20% (segregada por sexo) em 2025 e 2024.

## 15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2026, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2025.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	<b>Plano 1</b>		<b>Plano 2</b>	
	<b>2025</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Renda fixa</b>	<b>97%</b>	<b>85%</b>	<b>97%</b>	<b>84%</b>
Títulos públicos federais	82%	69%	80%	65%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%
Títulos privados (instituições não financeiras)	0%	0%	0%	0%
Fundos de investimento multimercado	15%	14%	16%	18%
<b>Renda variável</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>	<b>0%</b>	<b>4%</b>
Fundos de investimento em ações	0%	4%	0%	4%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>
Fundos de investimento multimercado	0%	10%	0%	10%
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>	<b>0%</b>	<b>-1%</b>
Depósitos judiciais e outros	0%	-1%	0%	-1%
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	<b>Meta para 2026 - Fundação Família Previdência</b>	
	<b>Plano 1</b>	<b>Plano 2</b>
Renda fixa	97,7%	97,1%
Imóveis	0,4%	0,5%
Empréstimos e financiamentos	1,7%	2,2%
Investimentos estruturados	0,2%	0,2%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

A meta de alocação para 2026 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2025 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2026, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management – ALM* (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos dos planos previdenciários para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez e solvência dos planos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis o fluxo de recebimento os ativos investidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

### **15.7 - Análise de sensibilidade**

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação do benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 8.329 no plano 1 e de R\$ 10.808 no plano 2 (redução de R\$ 8.029 no plano 1 e de R\$ 10.420 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 7.366 no plano 1 e de R\$ 11.490 no plano 2 (uma redução de R\$ 7.603 no plano 1 e de R\$ 11.797 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,49% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,24% a.a. e 11,74% a.a..

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (plano I) e AT-2000 MF (plano II). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

### **15.8 - Risco de investimento:**

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC. que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo

de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2025: a) aquisição de títulos públicos na curva; b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável; e c) redução na exposição do Segmento de Investimentos Estruturados.

A Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco (“VaR”), Tracking Risk, Tracking Error e Teste de Estresse (“Stress Test”).

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente. Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos dos planos.

## 16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.564	1.339	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.280	6.974	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	477	478	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	49.340	24.786	-	13.929
Recurso a serem recolhidos à CDE - P&D	1.121	1.200	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	59.090	63.416	14.535	2.368
Recurso a serem recolhidos à CDE - PEE	2.752	1.998	-	-
EPE / FNDCT	19	2.064	-	-
<b>Total</b>	<b>133.643</b>	<b>102.254</b>	<b>14.535</b>	<b>16.298</b>

**Programas de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D:** a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

## 17 TRIBUTOS

	31/12/2025	31/12/2024
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	58.495	24.798
Programa de integração social - PIS	10.742	7.710
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	49.984	35.866
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	98.063	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	37.254	-
Outros	24.121	20.685
<b>Total</b>	<b>278.659</b>	<b>89.058</b>

## 18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2025		31/12/2024	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
<b>Trabalhistas</b>	105.122	19.907	88.843	24.449
<b>Cíveis</b>	94.654	8.816	85.959	11.846
<b>Fiscais</b>	21.767	32.192	25.007	30.639
Imposto de renda	4.741	-	4.466	-
Contribuição social	2.296	-	2.161	-
Outras	14.731	32.192	18.380	30.639
<b>Regulatórios</b>	82.504	-	77.525	-
<b>Total</b>	<b>304.046</b>	<b>60.915</b>	<b>277.334</b>	<b>66.933</b>

A movimentação das provisões para litígios, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2024	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2025
Trabalhistas	88.843	33.864	(6.603)	(22.298)	11.315	105.122
Cíveis	85.959	80.302	(11.099)	(82.161)	21.653	94.654
Fiscais	25.007	10.605	(2.374)	(13.303)	1.831	21.767
Regulatórios	77.525	30.159	(7.446)	(35.232)	17.499	82.504
<b>Total</b>	<b>277.334</b>	<b>154.930</b>	<b>(27.522)</b>	<b>(152.995)</b>	<b>52.298</b>	<b>304.046</b>

As provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a. **Trabalhistas** - as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações);
- b. **Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- c. **Fiscais** – refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo principalmente INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS; e;
- d. **Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador.

### Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, estavam assim representadas:

	31/12/2025	31/12/2024	Principais causas
Trabalhistas	317.316	271.246	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	962.284	994.374	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação de faixa de domínio
Fiscais	1.180.039	1.204.407	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	682.313	653.899	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	38.483	147.457	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>3.180.434</b>	<b>3.271.383</b>	

**Fiscais:** Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL): Em 2012, a RGE recebeu a Execução Fiscal ajuizada pela União Federal para cobrança de IRPJ e CSLL dos exercícios de 1999 a 2003, referente a amortização do ágio registrado na aquisição da CPFL RGE pela DOC3, no montante atualizado de R\$ 650.519. Em março de 2024, o TRF4 julgou as apelações da Companhia e da União adotando entendimento desfavorável à CPFL RGE. Em março de 2025, houve o julgamento dos Embargos de Declaração opostos pela RGE perante o TRF4, os quais foram parcialmente acolhidos para corrigir o erro material referente a data de início de registro do ágio, mas sem alteração quanto ao mérito. Assim, foram interpostos Recursos Especial e Extraordinário, os quais foram admitidos. Em 26 de novembro de 2025, foi proferida decisão monocrática no Recurso Especial, dando-lhe parcial provimento para anular o acórdão proferido no julgamento dos embargos de declaração, determinando o retorno dos autos a apreciação de omissões pelo tribunal de origem. Cabem recursos contra a referida decisão.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

## 19 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Consumidores e concessionárias	350.235	288.426	80.149	80.993
Bônus Itaipu	-	53.084	-	-
Adiantamentos	2.804	2.086	5.954	-
Convênios de arrecadação	44.084	44.367	-	-
Garantias	-	-	907	907
Outros	33.347	16.604	6.961	36.631
<b>Total</b>	<b>430.470</b>	<b>404.567</b>	<b>93.971</b>	<b>118.532</b>

**Consumidores e concessionárias:** referem-se ao saldo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ("SCEE") de R\$ 281.886 (R\$ 207.602 em 31 de dezembro de 2024), além de outras contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. Em relação ao SCEE é por meio desse sistema que a energia excedente produzida por unidades consumidoras que utilizam microgeração ou minigeração distribuída é injetada na rede elétrica da distribuidora e convertida em créditos de energia. Esses créditos podem ser utilizados no prazo de 60 meses para abater o consumo da própria unidade consumidora e se não utilizado é repassado na tarifa via modicidade tarifária.

**Bônus Itaipu:** refere-se aos valores recebidos e repassados à determinados consumidores decorrente do superávit na Conta de Itaipu.

**Adiantamentos:** referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

**Convênios de arrecadação:** referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

## 20 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições (A)	Transferências (B)	Outros	Valor Bruto em 31/12/2025	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2025	Valor Líquido em 31/12/2024
<b>Em serviço</b>	<b>1.723.321</b>	<b>14.496</b>	<b>60.526</b>	<b>(136)</b>	<b>1.798.207</b>	<b>75.022</b>	<b>(845.452)</b>	<b>952.754</b>	<b>949.550</b>
Participação da União, Estados e Municípios	214.961	-	-	-	214.961	-	(143.343)	71.618	79.958
Participação Financeira do Consumidor	972.596	9.122	15.217	(136)	996.799	24.339	(527.177)	469.922	482.572
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	255.874	5.374	37.834	-	299.082	43.208	(57.409)	241.674	209.027
Programa de Eficiência Energética - PEE	5.850	-	-	-	5.850	-	(4.248)	1.603	1.827
Pesquisa e Desenvolvimento	31.010	-	-	-	31.010	-	(16.226)	14.784	16.710
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	38.675	-	88	-	38.763	88	(24.463)	14.301	15.855
<b>Outros</b>	<b>204.354</b>	<b>-</b>	<b>7.386</b>	<b>-</b>	<b>211.740</b>	<b>7.386</b>	<b>(72.587)</b>	<b>139.153</b>	<b>143.600</b>
Ultrapassagem de demanda	70.671	-	6.165	-	76.836	6.165	(26.486)	50.350	49.774
Excedente de reativos	124.080	-	10.824	-	134.904	10.824	(46.102)	88.803	87.768
Outros	9.603	-	(9.603)	-	-	(9.603)	-	-	6.057
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(773.771)</b>	<b>(71.817)</b>	<b>-</b>	<b>136</b>	<b>(845.452)</b>	<b>(71.817)</b>			
Participação da União, Estados e Municípios	(135.003)	(8.340)	-	-	(143.343)	(8.340)			
Participação Financeira do Consumidor	(490.024)	(41.202)	7.519	(3.470)	(527.177)	(527.177)			
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(46.846)	(10.562)	-	-	(57.409)	(10.562)			
Programa de Eficiência Energética - PEE	(4.024)	(224)	-	-	(4.248)	(4.248)			
Pesquisa e Desenvolvimento	(14.299)	(1.926)	-	-	(16.226)	(1.926)			
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(22.820)	(1.643)	-	-	(24.463)	(1.643)			
<b>Outros</b>	<b>(60.755)</b>	<b>(7.920)</b>	<b>(7.519)</b>	<b>3.606</b>	<b>(72.587)</b>	<b>(15.439)</b>			
Ultrapassagem de demanda	(20.897)	(2.860)	(2.729)	-	(26.486)	(5.589)			
Excedente de reativos	(36.312)	(4.999)	(4.791)	-	(46.102)	(9.789)			
Outros	(3.545)	(61)	-	3.606	-	(61)			
<b>Em curso</b>	<b>42.019</b>	<b>56.071</b>	<b>(60.526)</b>	<b>-</b>	<b>37.564</b>	<b>(4.455)</b>	<b>-</b>	<b>37.564</b>	<b>42.019</b>
Participação Financeira do Consumidor	9.414	7.031	(8.163)	-	8.282	(1.132)	-	6.561	9.414
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	19.000	25.618	(38.058)	-	6.561	(12.440)	-	6.561	19.000
Valores Pendentes de Recebimento	30.958	23.421	(14.304)	(17.354)	22.721	9.117	-	22.721	30.958
<b>Outros</b>	<b>(17.354)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>17.354</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17.354)</b>
Outros	(17.354)	-	-	17.354	-	-	-	-	(17.354)
<b>Total</b>	<b>991.568</b>	<b>(1.250)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>990.318</b>	<b>(1.250)</b>	<b>(845.452)</b>	<b>990.318</b>	<b>991.568</b>

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2025	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>	<b>3,81%</b>	<b>1.112.413</b>	<b>685.794</b>	<b>1.798.207</b>
Participação da União, Estados e Municípios		63.285	151.676	214.961
Participação Financeira do Consumidor		586.636	410.163	996.799
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		253.922	45.161	299.082
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	4.358	5.850
Pesquisa e Desenvolvimento		23.499	7.511	31.010
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		33.591	5.172	38.763
<b>Outros</b>		<b>149.988</b>	<b>61.753</b>	<b>211.740</b>
Ultrapassagem de demanda		54.427	22.409	76.836
Excedente de reativos		95.560	39.344	134.904
<b>(-) Amortização Acumulada</b>		<b>(437.420)</b>	<b>(408.033)</b>	<b>(845.452)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(41.223)	(102.120)	(143.343)
Participação Financeira do Consumidor		(271.880)	(255.297)	(527.177)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(44.055)	(13.353)	(57.409)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(1.059)	(3.189)	(4.248)
Pesquisa e Desenvolvimento		(12.008)	(4.218)	(16.226)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(19.965)	(4.497)	(24.463)
<b>Outros</b>		<b>(47.229)</b>	<b>(25.358)</b>	<b>(72.587)</b>
Ultrapassagem de demanda		(17.233)	(9.253)	(26.486)
Excedente de reativos		(29.996)	(16.106)	(46.102)
<b>Total</b>		<b>674.993</b>	<b>277.761</b>	<b>952.754</b>

## 21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2025		31/12/2024	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01%	1.001.751	89,01%
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99%	123.676	10,99%
<b>Total</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.125.427</b>	<b>100,00%</b>

### 21.1 - Gestão do Capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2025, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,91 vezes o EBITDA em 2025 (3,12 vezes em 2024), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, menor do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

### 21.2 – Aumento de capital

Através da AGO/E de 22 de abril de 2025, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2024 sem emissão de novas ações.

### 21.3 - Reserva de Capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 130.535.

### 21.4 - Resultado abrangente acumulado:

É composto por:

- reserva de reavaliação no montante de R\$ 1.527.492 (R\$ 1.678.511 em 31 de dezembro de 2024), líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.
- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 57.197 (R\$ 29.194 em 31 de dezembro de 2024), líquido de imposto de renda e contribuição social, de acordo com o CPC 33 (R2).

### 21.5 - Reservas de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 3.499.481 que compreende:

- reserva legal de R\$ 458.569;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 1.846.090: Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 679.908 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro.
- reserva de lucros a realizar R\$ 1.194.822: parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar.

Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações na reserva poderão ser realizadas durante o exercício de 2026, mediante aprovação da Administração.

### **21.6 - Dividendo e Juros sobre capital próprio (“JCP”)**

Na AGO de 22 de abril de 2025 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2024, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77.810 e (iii) Juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 147.700.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2025:

- Dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 317.273, que será deliberado na AGO de abril de 2026.

No exercício de 2025, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 137.310 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

### **21.7 - Destinação do lucro líquido societário do exercício**

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido societário do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	<b>2025</b>
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>1.335.886</b>
Reserva legal	(66.794)
Reserva de lucros a realizar	(271.911)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(679.908)
Dividendo mínimo obrigatório	(317.273)

Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 679.908 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 271.911. O montante remanescente de R\$ 66.794 foi destinado à constituição da reserva legal, e R\$ 317.273 foi proposto como dividendo mínimo obrigatório.

## 22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>3.178.509</b>	<b>3.134.656</b>	<b>10.516.036</b>	<b>10.965.347</b>	<b>4.065.510</b>	<b>4.022.420</b>
Residencial	2.735.595	2.686.710	6.387.758	6.218.712	2.521.497	2.336.063
Industrial	19.011	19.452	554.707	847.157	242.456	337.524
Comercial	177.860	179.616	1.363.574	1.604.592	577.383	631.979
Rural	216.050	219.847	1.197.189	1.175.198	391.759	373.498
Poder público	24.974	24.282	403.594	398.035	160.001	148.808
Iluminação pública	708	650	492.396	522.472	120.853	114.697
Serviço público	4.311	4.099	116.819	199.181	51.561	79.851
Consumo próprio	235	233	6.388	6.253	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			1.526.403	950.823	323.786	144.684
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>					<b>8.430.341</b>	<b>7.751.363</b>
Consumidores Cativos					6.098.800	5.800.757
Consumidores Livres					2.331.541	1.950.607
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>134.582</b>	<b>(189.004)</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>					<b>917.239</b>	<b>1.059.693</b>
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					244.495	237.890
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					379.882	596.380
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					292.861	225.424
<b>Outras Receitas Vinculadas</b>					<b>1.255.494</b>	<b>868.334</b>
Serviços Cobráveis					12.831	6.272
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					1.242.663	862.062
<b>Total</b>	<b>3.178.744</b>	<b>3.134.889</b>	<b>12.048.827</b>	<b>11.922.422</b>	<b>15.126.953</b>	<b>13.657.490</b>

### 22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL n° 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3° ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4° ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN n° 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

### 22.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Em junho de cada ano, a ANEEL, através de Resolução Homologatória (“RH”), reajusta a tarifa da Companhia. As tarifas têm vigência de 16 de junho até 15 de junho do ano subsequente e os últimos reajustes com reflexos nessas demonstrações financeiras, foram:

Em 18 de junho de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“RH”) N° 3.473, relativo ao Reajuste Tarifário Anual - RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 12,39%.

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da Companhia, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“RH”)

nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a Companhia busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da Companhia e da ABRADDEE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à Companhia buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

### 22.3 – Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2024, foi registrada receita de R\$ 1.242.664 (R\$ 862.062 em 2024), sendo (i) R\$ 144.515 (R\$ 86.516 em 2024) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 758.256 (R\$ 661.244 em 2024) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 141.836 (R\$ 34.846 em 2024) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 198.057 (R\$ 79.456 em 2024) de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme institui a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

### 22.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A REH nº 3.484, de 15 de julho de 2025, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2025 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente a homologação da cota.

A ANEEL, por meio da REH nº 3.433, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, e suas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023. A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessa conta foram encerrados em setembro de 2024.

## 23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2025	2024	2025	2024
<b>Energia comprada para revenda</b>				
Energia de Itaipu Binacional	3.100.132	3.191.602	(699.550)	(732.267)
PROINFA	235.198	250.576	(129.217)	(109.529)
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	11.028.674	10.564.558	(3.568.519)	(2.830.538)
Crédito de PIS e COFINS	-	-	395.679	322.387
<b>Subtotal</b>	<b>14.364.004</b>	<b>14.006.736</b>	<b>(4.001.606)</b>	<b>(3.349.947)</b>
<b>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</b>				
Encargos da rede básica			(1.402.751)	(1.372.992)
Encargos de transporte de Itaipu			(107.288)	(117.451)
Encargos de conexão			(202.227)	(188.089)
Encargos de uso do sistema de distribuição			(7.398)	(7.399)
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			33.368	(50.110)
Encargos de energia de reserva - EER			(273.248)	(251.812)
Crédito de PIS e COFINS			181.254	183.873
<b>Subtotal</b>			<b>(1.778.290)</b>	<b>(1.803.980)</b>
<b>Total</b>			<b>(5.779.896)</b>	<b>(5.153.927)</b>

(\*) Conta de Energia de Reserva

## 24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2025	2024
<b>Pessoal</b>		
Remuneração	(262.146)	(245.386)
Encargos	(74.143)	(69.225)
Previdência privada - Corrente	(4.867)	(4.147)
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	4.126	(649)
Despesas rescisórias	(4.736)	(3.582)
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	(43.187)	(43.560)
Outros benefícios - Corrente	(107.396)	(104.720)
Estagiários e Programas de Iniciação ao Trabalho	(1.061)	(1.039)
Outros	(2.275)	(1.955)
<b>Subtotal</b>	<b>(495.685)</b>	<b>(474.262)</b>
<b>Administradores</b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	(3.496)	(4.060)
Benefícios dos administradores	(1.928)	(1.501)
<b>Subtotal</b>	<b>(5.424)</b>	<b>(5.561)</b>
<b>Total</b>	<b>(501.109)</b>	<b>(479.823)</b>

## 25 OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	2025	2024
Arrendamentos e Aluguéis - Postes	173.819	177.372
Indenizações Contratuais-Aditivo	189.700	-
Outras receitas	63.793	15.035
<b>Total</b>	<b>427.312</b>	<b>192.408</b>

**Indenizações contratuais** - A Companhia obteve êxito no procedimento arbitral movido contra a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. e The AES Corporation, motivada por operação de compra relacionada à empresa RGE Sul, adquirida em outubro de 2016 pelo Grupo CPFL Energia.

O procedimento arbitral, que tramitou sob sigilo, foi concluído, conforme comunicado ao mercado em 06 de novembro de 2025. A receita foi reconhecida no montante total de R\$ 210.240, sendo R\$ 189.700 na receita operacional e R\$ 20.540 na receita financeira, a título de acordo e quitação Integral dos pleitos discutidos na Arbitragem.

## 26 RESULTADO FINANCEIRO

	2025	2024
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	97.466	69.611
Acréscimos e multas moratórias	114.600	75.368
Atualização de créditos fiscais	162.378	128.669
Atualização de depósitos judiciais	3.806	3.800
Atualizações monetárias e cambiais	212.734	263.638
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	5.747	6.059
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	194.472	36.484
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(24.014)	(6.439)
Outros	9.913	9.389
<b>Total</b>	<b>777.101</b>	<b>586.579</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(657.860)	(582.928)
Atualizações monetárias e cambiais	(645.350)	(625.462)
(-) Juros capitalizados	21.424	17.310
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(26.948)	(43.843)
Exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 7.1)	(42.511)	(54.984)
Atualização de mútuo com partes relacionadas (nota 14)	(2.421)	-
Outros	(71.755)	(71.551)
<b>Total</b>	<b>(1.425.422)</b>	<b>(1.361.458)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(648.321)</b>	<b>(774.879)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,97% a.a. em 2025 (7,66% a.a. em 2024) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 198.258 (ganhos R\$ 23.723 em 2024) (nota 30).

## 27 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2025, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- **State Grid Brazil Power Participações S/A.**  
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- **ESC Energia S.A.**  
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviços** - refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.
- Contrato de mútuo** - refere-se principalmente a contrato celebrado com a State Grid Europe Limited (SGEL), com vencimento em setembro de 2028 e juros semestrais a partir de março de 2026 e remunerado a renminbi + 1,98%, com derivativos contratados de CDI -0,36%.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, na nota 15 - Benefício pós-emprego.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avaliam as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2025, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 5.609 (R\$ 6.030 em 2024). Este valor é composto por R\$ 4.834 (R\$ 5.134 em 2024) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 624 (R\$ 752 em 2024) de benefícios pós-emprego e R\$ 151 (R\$ 144 em 2024) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

### Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	1.512	775	7.917	7.880	-	-	(82.457)	(81.096)
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	-	(265)	(126)
<b>Contrato de Mútuo</b>								
State Grid Europe Limited ("SGEL")	-	-	672.403	-	-	-	(12.403)	-
<b>Dividendos/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia e CPFL Comercialização Brasil	-	-	317.273	137.310	-	-	-	-
<b>Ativo imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	371	522	15.215	9.915	57	41	(101.892)	(100.430)
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	16	17	6.093	5.790	206	144	(419.942)	(388.804)
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	6.290	5.973	-	-	(75.125)	(75.378)
<b>Encargos - Rede básica</b>								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	-	(132.568)	(128.287)
<b>Outras operações financeiras</b>								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	-	-	-	382.298	-	-	(23.432)	(45.059)
<b>Outros</b>								
Instituto CPFL	-	-	165	-	-	-	(1.812)	(1.769)
Entidades sob o controle da CPFL Energia	74	122	55.636	35.049	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	(4.176)	-	-

(\*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados o montante de R\$ 13.200 no exercício (R\$ 20.120 em 2024), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

## 28 SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2025
Ativo imobilizado	Riscos operacionais e riscos de engenharia	412.000
Transporte	Transporte nacional e internacional	479.986
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	77.881
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	425.302
Garantia	Seguro Garantia	2.097.483
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	152.200
<b>Total</b>		<b>3.644.852</b>

Determinadas apólices para cobertura de responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

## 29 GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (*Data Protection Officer*), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração e conselho fiscal da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

**Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:**

- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Riscos;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Riscos no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

**Cabe ao Comitê de Auditoria:**

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

**Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:**

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

**À Diretoria Executiva cabe:**

- Recomendar mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;
- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação dos limites de riscos.

**A Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO é responsável por:**

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extrapolação do limite de risco:

- a) Validar o preenchimento do Formulário de Extrapolação de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
- b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
- c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 30. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia hídrica:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2025, observou-se uma hidrologia desfavorável pelo 2º ano consecutivo, registrando 78% da média de longo termo e constituindo o 8º pior no histórico de 95 anos. As regiões mais impactadas foram SE/CO e NE, contudo, devido a ações operativas e de planejamento advindas do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de

Usinas Hidrelétricas do País – PRR (Art. 30 da Lei nº 14.182, de 2021) foi possível preservar os recursos hídricos e iniciar 2026 com cerca de 46% da capacidade armazenável no Sistema Interligado Nacional. Apesar disso, o ONS tem alertado para riscos pontuais de atendimento eletroenergético, agravado pela elevada participação de fontes renováveis na matriz nacional (40%), perspectiva de hidrologia adversa no verão de 2026 (abaixo de 80%) e atraso no leilão de reserva de capacidade.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**Risco regulatório:** As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

#### **Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros**

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

**Controles para gerenciamento dos riscos:** Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

### **30 INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2025	
				Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	327.373	327.373
Investimentos temporários	8	(a)	Nível 1	138.743	138.743
Instrumentos financeiros derivativos	30	(a)	Nível 2	219.233	219.233
Ativos financeiros setoriais	9	(a)	Nível 3	1.415.866	1.415.866
<b>Total</b>				<b>2.101.215</b>	<b>2.101.215</b>
<b>Passivo</b>					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	3.020.399	3.036.390
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	1.008.024	1.008.024
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	2.514.058	2.554.438
Debêntures - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	2.386.968	2.386.968
Mútuo com partes relacionadas (**)	14	(a)	Nível 2	672.403	672.403
Instrumentos financeiros derivativos	30	(a)	Nível 2	46.223	46.223
Passivos financeiros setoriais	9	(a)	Nível 2	619.768	619.768
<b>Total</b>				<b>10.267.843</b>	<b>10.324.214</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 133.098 em 2025 (ganho de R\$ 223.901 em 2024).

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1).

#### Legenda

##### Categoria/Mensuração

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurado ao custo amortizado

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) arrendamento.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo de arrendamento.

Adicionalmente, não houve em 2025 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

#### a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

#### b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA ou BBB- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (*)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo							
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>									
<b>Hedge variação cambial</b>									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	3.807	-	3.807	9.626	(5.819)	US\$ + 1,83% a 4,73%	CDI + 1,25% a 1,26%	fev/24 a jun/26	170.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(13.874)	(13.874)	(10.418)	(3.456)	lenc + 0,92%	CDI + 1,40%	jul/26	360.000
Mútuo	9.952	-	9.952	13.551	(3.569)	renmibi + 2,33%	CDI - 0,36%	set/28	660.000
	13.759	(13.874)	(65)	12.758	(12.844)				
<b>Hedge variação índice de preços</b>									
BNDES - Pré Fixado	7.671	-	7.671	1.957	5.714	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI -11,54% a + 1,40%	fev/25 a ago/28	497.942
Debêntures	197.773	(32.349)	165.424	261.248	(65.824)	IPCA + 4,3% a 6,20%	104,30% a 111,07% ou CDI + 0,11 a 0,60%	jan/24 a abr/39	2.062.543
	205.444	(32.349)	173.095	263.205	(60.109)				
<b>Total</b>	<b>219.233</b>	<b>(46.223)</b>	<b>173.010</b>	<b>275.964</b>	<b>(102.954)</b>				
<b>Circulante</b>	<b>3.807</b>	<b>(16.022)</b>							
<b>Não circulante</b>	<b>215.426</b>	<b>(30.201)</b>							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 14.

(\*) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

Derivativos	Saldo em 31/12/2024	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado		Liquidação	Saldo em 31/12/2025
Para dívidas designadas a valor justo	595.146		(333.863)	14.681	275.964
Marcação a mercado	(238.709)		135.755	-	(102.954)
<b>Total</b>	<b>356.438</b>		<b>(198.108)</b>	<b>14.681</b>	<b>173.010</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>290.740</b>				<b>3.807</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>117.509</b>				<b>215.426</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>(346)</b>				<b>(16.022)</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(51.465)</b>				<b>(30.201)</b>

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2025 e 2024 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2025	2024	2025	2024
	Varição de taxas de juros	(57.086)	(5.632)	-
Marcação a mercado	105.836	(230.626)	150	625
Varição cambial	(276.777)	249.099	-	-
Marcação a mercado	29.769	10.882	-	-
<b>Total</b>	<b>(198.258)</b>	<b>23.723</b>	<b>150</b>	<b>625</b>

### c) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

### d) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, iene, renminbi, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

#### d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2025 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%	Apreciação cambial de 50%
Instrumentos financeiros passivos	(175.638)		(14.054)	33.369	80.792
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	175.880		14.074	(33.414)	(80.903)
	243	baixa dolar	19	(46)	(112)
Instrumentos financeiros passivos	(369.424)		(41.245)	61.422	164.090
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	370.060		41.316	(61.528)	(164.372)
	636	baixa iene	71	(106)	(282)
Instrumentos financeiros passivos	(672.403)		(69.155)	116.235	301.624
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	690.307		70.995	(119.330)	(309.656)
	17.903	baixa renminbi	1.841	(3.094)	(8.031)
<b>Total</b>	<b>18.783</b>		<b>1.930</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(8.426)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>			<b>1.930</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(8.426)</b>

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2025 foi de R\$ 5,50 para o dólar, R\$ 0,04 para o iene e R\$ 0,79 para o renminbi.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,94, R\$ 0,04 e R\$ 0,87 e a depreciação cambial de 8,00%, 11,16% e 10,28%, do dólar, do iene e do renminbi respectivamente em 31.12.2025.

#### d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2025 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25%	Elevação/Redução de índice em 50%
Instrumentos financeiros ativos	439.566				60.001	75.001	90.001
Instrumentos financeiros passivos	(1.784.027)				(243.520)	(256.556)	(269.594)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(3.968.373)				(541.683)	(677.104)	(812.524)
Ativos e passivos financeiros setoriais	796.098				108.667	81.501	54.334
	(4.516.737)	alta CDI/SELIC	14,90%	13,65%	(616.535)	(777.158)	(937.783)
Instrumentos financeiros passivos	(6.010.002)				(578.763)	(434.072)	(289.382)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.905.137				279.765	209.824	139.882
	(3.104.865)	alta IPCA	4,26%	9,63%	(298.998)	(224.248)	(149.500)
<b>Total</b>	<b>(7.621.602)</b>				<b>(915.533)</b>	<b>(1.001.406)</b>	<b>(1.087.283)</b>
<b>Efeitos no resultado do exercício</b>					<b>(915.533)</b>	<b>(1.001.406)</b>	<b>(1.087.283)</b>

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

## e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6.

### Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

<u>Classe</u>	<u>Dias</u>	<u>Período</u>
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

### Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que

possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

#### Caixa e equivalentes de caixa e investimentos temporários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

#### Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA ou BBB- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 30 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2025 e 2024 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

#### **f) Análise de liquidez**

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2025, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2025	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	1.067.316	46.136	-	-	-	231.473	1.344.926
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	75.139	240.465	1.419.015	2.978.323	57.973	288	4.771.203
Derivativos	30	-	-	16.022	-	-	30.201	46.223
Debêntures - principal e encargos	14	-	45.113	534.367	1.361.183	2.103.851	3.712.634	7.757.148
Encargos Setoriais	16	21.320	-	-	-	-	-	21.320
Consumidores e concessionárias	19	24.428	323.063	2.744	-	-	80.149	430.384
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	-	16.523	-	-	-	16.523
Convênio de arrecadação	19	-	44.084	-	-	-	-	44.084
<b>Total</b>		<b>1.188.204</b>	<b>698.860</b>	<b>1.988.672</b>	<b>4.339.506</b>	<b>2.161.824</b>	<b>4.054.745</b>	<b>14.431.811</b>

### **31 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE**

Nos exercícios de 2025 e 2024, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2025		2024	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	782.198	(172.957)	221.770	(20.360)
<b>Total</b>	<b>782.198</b>	<b>(172.957)</b>	<b>221.770</b>	<b>(20.360)</b>
	2025		2024	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	1.129.555	206.648	745.568	96.875
Venda estimada (*)	317.918	88.615	90.490	6.258
<b>Total</b>	<b>1.447.473</b>	<b>295.263</b>	<b>836.058</b>	<b>103.133</b>

(\*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2025 a 31 de dezembro de 2025 (período de 1 de novembro de 2024 a 31

de dezembro de 2024), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

## **32 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO**

### **32.1. Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)**

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

### **32.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória**

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Revisão Tarifária Periódica, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datas-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir, resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Distribuição	DIT	Total
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	18.682.425	21.031	18.703.457
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.867	-	10.867
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.558.723	-	1.558.723
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.870.496	441	1.870.937
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>15.242.339</b>	<b>20.590</b>	<b>15.262.929</b>
(6) Depreciação Acumulada	7.013.939	9.327	7.023.266
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	11.668.486	11.704	11.680.190
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.512	-	7.512
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	11.660.975	11.704	11.672.679
(10) Almoarifado em Operação	22.392	-	22.392
(11) Ativo Diferido	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	953.564	-	953.564
(13) Terrenos e Servidões	268.001	-	268.001
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>10.997.803</b>	<b>11.704</b>	<b>11.009.507</b>
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	10.997.803	11.704	11.009.507
(16) WACC	11,25%	11,25%	11,25%
<b>(17) Remuneração Ativos Concessionária</b>	<b>1.237.286</b>	<b>1.317</b>	<b>1.238.603</b>
(18) Base Obrigações Especiais	1.558.723	-	1.558.723
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,55%	1,55%	1,55%
<b>(20) Remuneração de Obrigações Especiais</b>	<b>24.102</b>	<b>-</b>	<b>24.102</b>
<b>(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)</b>	<b>1.261.388</b>	<b>1.317</b>	<b>1.262.705</b>
(22) Taxa de Depreciação	3,80%	3,80%	3,80%
<b>(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)</b>	<b>578.937</b>	<b>782</b>	<b>579.719</b>

### 32.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – “CAIMI”

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir, resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.062.403
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	478.081
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	127.488
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	456.833
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	51.410
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	25.384
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	111.893
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>188.686</b>

### 32.4. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, são ajustados por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação a partir da quinta revisão tarifária conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

<b>Componentes</b>	<b>Valor</b>
Componente Pd do Fator X	0,37%
Componente T do Fator X	1,47%

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado.

### **32.5. Reajuste Tarifário Anual**

Em 18 de junho de 2025, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória (“REH”) Nº 3.473, relativo ao Reajuste Tarifário Anual - RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores de 12,39%.

## **33 CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO**

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.



A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2025 e 2024:

### Reclassificações e ajustes de 2025:

	Reclassificações									Ajustes				Societário
	Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Mútuo (g)	Reavaliação Regulatória Compulsória (33.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (33.3.3)	
<b>Ativo</b>														
<b>Ativo Circulante</b>														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.733.711	-	-	-	-	-	(1.865)	-	-	-	-	-	-	1.731.846
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	-	96.288	-	-	-	-	-	96.288
Investimentos Temporários	138.743	-	-	-	-	-	-	(96.288)	-	-	-	-	-	42.455
<b>Ativo Não Circulante</b>														
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	-	-	-	-	(7.041)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	10.250.567	-	(597.081)	-	-	-	-	-	-	3.080.748	-	-	12.734.234
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	10.420	-	-	-	-	-	10.420
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	115.075	-	-	-	-	(115.075)	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	15.277.882	(10.250.567)	(3.083.462)	597.081	-	-	-	(10.420)	-	(2.530.515)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	1.781.757	(34.185)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.747.572
Intangível	449.487	-	1.301.705	(678.372)	-	122.116	-	-	-	(61.369)	-	(122)	-	1.133.446
<b>Passivo</b>														
<b>Passivo Circulante</b>														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	1.438.309	-	-	-	-	-	-	(6.190)	(4.013)	-	-	-	-	1.428.106
Mútuo com partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	4.013	-	-	-	-	4.013
Outros Passivos Circulantes	430.470	-	-	-	-	-	(1.865)	6.190	-	-	-	-	-	434.794
<b>Passivo Não Circulante</b>														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	8.163.543	-	-	-	-	-	-	(5.756)	(668.390)	-	-	-	-	7.489.397
Tributos	-	-	-	-	7.036	-	-	-	-	-	-	-	-	7.036
Provisão para Litígios	304.046	-	-	-	(7.036)	-	-	-	-	-	-	-	-	297.010
Mútuo com partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	-	668.390	-	-	-	-	668.390
Tributos diferidos	592.954	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.169	853.123
Outros Passivos Não Circulantes	93.971	-	-	-	-	-	-	5.756	-	-	-	-	-	99.727
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	990.318	-	-	(712.557)	-	-	-	-	-	(277.761)	-	-	-	-

- (a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro da concessão e o ativo intangível;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Intangível, ativo financeiro da concessão e Ativo contratual.
- (c) Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário.
- (d) Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular nº 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.
- (g) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes ao mútuo foram apresentados como Mútuo com partes relacionadas no Passivos Circulante e não Circulante.

## Reclassificações e ajustes de 2024:

	Reclassificações							Ajustes				Societário		
	Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Reavaliação Regulatória Compulsória (33.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)		Ativo Intangível da Concessão (33.3.3)	IR e CS Diferidos (33.3.4)
<b>Ativo</b>														
<b>Ativo Circulante</b>														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.420.377	-	-	-	-	-	(1.948)	-	-	-	-	-	-	1.418.429
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	-	39.343	-	-	-	-	-	39.343
Investimentos Temporários	418.080	-	-	-	-	-	-	(39.343)	-	-	-	-	-	378.737
<b>Ativo Não Circulante</b>														
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	-	-	-	-	(7.041)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	8.787.486	-	(528.678)	-	-	-	-	-	2.668.761	-	-	-	10.927.569
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	-	8.223	-	-	-	-	8.223
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	167.174	-	-	-	-	(167.174)	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	14.153.513	(8.787.486)	(3.101.827)	528.678	-	-	-	-	(8.223)	(2.784.656)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	1.363.846	(36.797)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.327.049
Intangível	378.545	-	1.737.981	(650.878)	-	174.216	-	-	-	(62.433)	-	2.922	-	1.580.352
<b>Passivo</b>														
<b>Passivo Circulante</b>														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	1.453.191	-	-	-	-	-	-	-	(5.501)	-	-	-	-	1.447.690
Outros Passivos Circulantes	404.567	-	-	-	-	-	(1.948)	-	5.501	-	-	-	-	408.121
<b>Passivo Não Circulante</b>														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	7.522.030	-	-	-	-	-	-	-	(4.847)	-	-	-	-	7.517.183
Tributos	-	-	-	-	6.627	-	-	-	-	-	-	-	-	6.627
Provisão para Litígios	277.334	-	-	-	(6.627)	-	-	-	-	-	-	-	-	270.707
Tributos diferidos	670.909	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.118	714.026
Outros Passivos Não Circulantes	118.532	-	-	-	-	-	-	-	4.847	-	-	-	-	123.379
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	991.568	-	-	(687.675)	-	-	-	-	-	(303.893)	-	-	-	-

- Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro da concessão e o ativo intangível;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Intangível, ativo financeiro da concessão e Ativo contratual.
- Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário.
- Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.

## Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Total do ativo conforme contabilidade societária</b>	<b>21.679.066</b>	<b>19.537.716</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	6.668.111	6.925.407
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	(4.076.227)	(4.078.318)
Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)	(3.080.748)	(2.668.761)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (33.3.3)	122	(2.922)
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (a)	712.557	687.675
Redução Incentivada de Consumo (b)	1.865	1.948
<b>Total do ativo regulatório</b>	<b><u>21.904.748</u></b>	<b><u>20.402.747</u></b>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível, ativo financeiro da concessão e ativo contratual e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar.

## Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>6.447.780</b>	<b>5.457.440</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	5.982.317	6.239.613
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	(3.668.194)	(3.696.418)
Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)	(3.080.748)	(2.668.761)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (33.3.3)	122	(2.922)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (33.3.4)	260.169	43.118
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b><u>5.941.448</u></b>	<b><u>5.372.073</u></b>

### 33.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2025			2024		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Receita</b>	<b>15.126.953</b>	<b>2.781.201</b>	<b>17.908.153</b>	<b>13.657.490</b>	<b>2.281.874</b>	<b>15.939.363</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	4.200.093	-	4.200.093	3.833.417	-	3.833.417
Suprimento de Energia Elétrica	28.524	-	28.524	41.550	-	41.550
Energia Elétrica de Curto Prazo	295.263	-	295.263	103.133	-	103.133
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	8.430.341	(50.366)	8.379.975	7.751.363	(64.433)	7.686.930
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	917.239	-	917.239	1.059.693	-	1.059.693
Serviços Cobráveis	12.831	-	12.831	6.272	-	6.272
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	1.242.664	-	1.242.664	862.062	-	862.062
Outras Receitas	-	2.831.565	2.831.565	-	2.346.306	2.346.306
<b>Tributos</b>	<b>(3.378.824)</b>	<b>(8.705)</b>	<b>(3.387.529)</b>	<b>(3.066.791)</b>	<b>315</b>	<b>(3.066.476)</b>
ICMS	(2.172.145)	(8.713)	(2.180.858)	(1.995.372)	(400)	(1.995.773)
PIS-PASEP	(215.210)	8	(215.203)	(191.088)	784	(190.303)
COFINS	(991.272)	-	(991.272)	(880.164)	(42)	(880.205)
ISS	(196)	-	(196)	(167)	(28)	(195)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>(2.168.607)</b>	<b>21.990</b>	<b>(2.146.618)</b>	<b>(1.850.941)</b>	<b>-</b>	<b>(1.850.941)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(49.919)	-	(49.919)	(44.578)	-	(44.578)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(49.919)	-	(49.919)	(44.578)	-	(44.578)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.928.696)	-	(1.928.696)	(1.566.141)	-	(1.566.141)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(17.641)	-	(17.641)	(15.902)	-	(15.902)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA	(86.071)	-	(86.071)	(72.542)	-	(72.542)
Outros Encargos	(38.361)	21.990	(14.372)	(107.200)	-	(107.200)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>9.579.521</b>	<b>2.772.495</b>	<b>12.352.016</b>	<b>8.739.759</b>	<b>2.282.187</b>	<b>11.021.946</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>(5.779.896)</b>	<b>-</b>	<b>(5.779.896)</b>	<b>(5.153.927)</b>	<b>-</b>	<b>(5.153.927)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.872.389)	-	(3.872.389)	(3.240.418)	-	(3.240.418)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(129.217)	-	(129.217)	(109.529)	-	(109.529)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(1.778.290)	-	(1.778.290)	(1.803.980)	-	(1.803.980)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>	<b>3.799.625</b>	<b>2.772.495</b>	<b>6.572.120</b>	<b>3.585.831</b>	<b>2.282.187</b>	<b>5.868.019</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>(1.904.783)</b>	<b>(2.134.092)</b>	<b>(4.038.875)</b>	<b>(2.089.447)</b>	<b>(1.610.799)</b>	<b>(3.700.248)</b>
Pessoal e Administradores	(505.235)	1.841	(503.394)	(479.172)	-	(479.173)
Entidade de previdência privada	4.126	-	4.126	(650)	-	(650)
Material	(122.294)	-	(122.294)	(126.469)	-	(126.469)
Serviços de Terceiros	(405.633)	-	(405.633)	(368.416)	-	(368.416)
Arrendamento e Aluguéis	(27.669)	5.490	(22.179)	(34.485)	6.085	(28.400)
Seguros	(2.853)	-	(2.853)	(2.047)	-	(2.047)
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	(2.298)	-	(2.298)
Provisões	(138.804)	8.582	(130.222)	(115.484)	(214)	(115.698)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(80.416)	-	(80.416)	(111.540)	-	(111.540)
(-) Recuperação de Despesas	12.566	-	12.566	18.831	-	18.831
Tributos	(5.790)	(31)	(5.821)	(5.360)	(76)	(5.436)
Depreciação e Amortização	(754.365)	158.128	(596.237)	(716.851)	170.734	(546.117)
Depreciação	(685.697)	685.697	-	(645.844)	645.844	-
Amortização	(68.668)	68.668	-	(71.007)	71.007	-
Gastos Diversos da atividade vinculada	(138.178)	53.110	(85.067)	(139.929)	73.064	(66.864)
Outras Receitas Operacionais	427.312	(427.312)	-	192.408	(192.408)	-
Outras Despesas Operacionais	(167.550)	(1.933.901)	(2.101.451)	(195.985)	(1.667.985)	(1.863.970)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>1.894.842</b>	<b>638.402</b>	<b>2.533.244</b>	<b>1.496.384</b>	<b>671.388</b>	<b>2.167.772</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(648.321)</b>	<b>(385)</b>	<b>(648.706)</b>	<b>(774.879)</b>	<b>-</b>	<b>(774.879)</b>
Receitas Financeiras	777.101	(165.678)	611.423	586.579	(250.033)	336.546
Despesas Financeiras	(1.425.422)	165.293	(1.260.128)	(1.361.458)	250.033	(1.111.425)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>1.246.521</b>	<b>638.017</b>	<b>1.884.538</b>	<b>721.505</b>	<b>671.388</b>	<b>1.392.893</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(331.600)	(217.052)	(548.653)	(214.854)	(228.523)	(443.377)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>914.921</b>	<b>420.965</b>	<b>1.335.886</b>	<b>506.651</b>	<b>442.865</b>	<b>949.516</b>

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2025 e 2024:

### Reclassificações e ajustes de 2025:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes				Societário
	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Varição monetária, cambial e marcação a mercado (e)	Provisões para litígios fiscais (f)	Depreciação de Arrendamento (g)	Reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (33.3.3)	IR e CS Diferidos (33.3.4)	
<b>Receita</b>												
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	8.430.341	-	(50.366)	-	-	-	-	-	-	-	-	8.379.975
Outras receitas	-	2.015.297	(4.044)	408.325	-	-	-	-	411.987	-	-	2.831.565
<b>Tributos</b>												
ICMS	(2.172.145)	-	-	-	-	(8.713)	-	-	-	-	-	(2.180.858)
PIS-PASEP	(215.210)	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	(215.203)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>												
Pessoal e Administradores	(505.235)	-	-	-	-	1.842	-	-	-	-	-	(503.394)
Arrendamento e Aluguéis	(27.669)	-	-	-	-	-	5.490	-	-	-	-	(22.178)
Provisões	(138.804)	-	-	-	-	8.582	-	-	-	-	-	(130.222)
Tributos	(5.790)	-	-	-	-	(31)	-	-	-	-	-	(5.821)
Depreciação e Amortização	(754.365)	-	-	-	-	-	(5.490)	166.426	-	(2.808)	-	(596.237)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(138.178)	-	54.410	-	-	(1.300)	-	-	-	-	-	(85.067)
Outras receitas operacionais	427.312	-	-	(408.325)	(18.967)	-	-	(18)	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(167.550)	(2.015.297)	-	-	18.967	-	-	62.665	-	(236)	-	(2.101.451)
<b>Resultado Financeiro</b>												
Receitas Financeiras	777.101	-	-	-	(165.678)	-	-	-	-	-	-	611.423
Despesas Financeiras	(1.425.422)	-	-	-	165.678	(385)	-	-	-	-	-	(1.260.128)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>	(331.600)	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(217.051)	(548.653)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>914.921</b>	-	-	-	-	-	-	229.073	411.987	(3.044)	(217.051)	<b>1.335.886</b>

- Para as demonstrações financeiras societárias a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Nas demonstrações financeiras societárias a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e nas demonstrações contábeis regulatórias são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação monetária, cambial e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e nas demonstrações contábeis regulatórias é classificado como Arrendamento e Aluguéis..

## Reclassificações e ajustes de 2024:

	Reclassificações							Ajustes				Societário	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Varição monetária e marcação a mercado (f)	Provisões para litígios fiscais (e)	Depreciação de Arrendamento (g)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		IR e CS Diferidos (32.3.4)
<b>Receita</b>													
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.751.363	-	(64.433)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.686.930
Outras receitas	-	1.747.252	(8.656)	184.473	-	-	-	-	-	423.237	-	-	2.346.306
<b>Tributos</b>													
ICMS	(1.995.372)	-	-	-	-	(400)	-	-	-	-	-	-	(1.995.773)
PIS-PASEP	(191.088)	-	-	-	-	784	-	-	-	-	-	-	(190.303)
COFINS	(880.164)	-	-	-	-	(42)	-	-	-	-	-	-	(880.205)
ISS	(167)	-	-	-	-	(28)	-	-	-	-	-	-	(195)
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>													
Arrendamento e Aluguéis	(34.485)	-	-	-	-	-	6.085	-	-	-	-	-	(28.400)
Provisões	(115.484)	-	-	-	-	(214)	-	-	-	-	-	-	(115.698)
Tributos	(5.360)	-	-	-	-	(76)	-	-	-	-	-	-	(5.436)
Depreciação e Amortização	(716.851)	-	-	-	-	-	(6.085)	179.579	-	(2.760)	-	-	(546.117)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(139.929)	-	73.089	-	-	(25)	-	-	-	-	-	-	(66.864)
Outras receitas operacionais	192.408	-	-	(184.473)	(7.935)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(195.985)	(1.747.252)	-	-	7.935	-	-	-	72.407	-	(1.075)	-	(1.863.970)
<b>Resultado Financeiro</b>													
Receitas Financeiras	586.579	-	-	-	-	(250.033)	-	-	-	-	-	-	336.546
Despesas Financeiras	(1.361.458)	-	-	-	-	250.033	-	-	-	-	-	-	(1.111.425)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>													
	(214.854)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(228.523)	-	(443.377)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>													
	506.651	-	-	-	-	-	-	251.986	423.237	(3.835)	(228.523)	-	949.516

- Para as demonstrações financeiras societárias a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Nas demonstrações financeiras societárias a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e nas demonstrações contábeis regulatórias são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação cambial na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e nas demonstrações contábeis regulatórias é classificado como Arrendamento e Aluguéis.

## Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2025	2024
<b>Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária</b>	<b>1.335.886</b>	<b>949.516</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	(62.647)	(72.407)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (33.3.1)	(166.426)	(179.579)
Atualização do ativo financeiro da concessão (33.3.2)	(411.987)	(423.237)
Ajustes do ativo intangível da concessão (33.3.3)	3.044	3.835
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (33.3.4)	217.051	228.523
<b>Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória</b>	<b>914.921</b>	<b>506.651</b>

### 33.3. Composição dos ajustes

#### 33.3.1. Reavaliação Regulatória compulsória

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2025 e 2024, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nº 10, 12 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

#### Saldo em 31 de dezembro de 2025 e 2024:

	31/12/2025			31/12/2024		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	6.233.175	(3.702.659)	2.530.516	6.490.460	(3.705.804)	2.784.656
Ativo intangível	434.936	(373.567)	61.370	434.948	(372.515)	62.433
Obrigações especiais	(685.794)	408.033	(277.761)	(685.794)	381.901	(303.893)
<b>Total</b>	<b>5.982.317</b>	<b>(3.668.193)</b>	<b>2.314.382</b>	<b>6.239.613</b>	<b>(3.696.417)</b>	<b>2.543.199</b>
Efeito IR e CSLL	(2.033.988)	1.247.185	(786.890)	(2.121.469)	1.256.782	(864.688)
<b>Efeito líquido</b>	<b>3.948.329</b>	<b>(2.421.007)</b>	<b>1.527.492</b>	<b>4.118.145</b>	<b>(2.439.635)</b>	<b>1.678.510</b>

#### 33.3.2. Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

#### 33.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

### 33.3.4. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

## 34 COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2025	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 2 anos	3.072.393	2.222.443	-	-	5.294.836
Compra de energia de Itaipu	Até 2 anos	681.799	596.122	-	-	1.277.921
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 2 anos	2.215.794	2.137.483	-	-	4.353.277
Projetos de construção de subestação	Até 5 anos	161.731	37.408	3.096	-	202.235
Fornecedores de materiais e serviços	Até 12 anos	1.370.364	1.694.901	131.151	1.684	3.198.100
<b>Total</b>		<b>7.502.081</b>	<b>6.688.357</b>	<b>134.247</b>	<b>1.684</b>	<b>14.326.368</b>

## 35 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2025 um valor de R\$ 21.424 (R\$ 17.310 em 2024) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado (nota 26).

Ainda em 2025, houve o aumento do capital social (nota 21) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 em 2024), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2024.

## 36 EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 231.473 (R\$ 233.910 em 31 de dezembro de 2024), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 80.149 (R\$ 80.993 em 31 de dezembro de 2024 (nota 21).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio

de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os embargos infringentes foram julgados em 29/04/2025, tendo sido reformada a decisão anterior para julgar integralmente improcedente a ação anulatória. Diante dessa decisão, foram opostos embargos de declaração, os quais aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

## **37 EVENTO SUBSEQUENTE**

### **37.1 Debêntures – Emissão**

Em 12 de março de 2026 foi emitido o montante de R\$ 2.206.000, em duas séries, das debêntures incentivadas que foram aprovadas em 26 de fevereiro de 2026. A primeira série, correspondente a 50% do volume total, com pagamento de juros semestral à taxa IPCA+6,5243% e amortização em parcela única no dia 15 de março de 2033. A segunda série, correspondente a 50% do volume total, com pagamento de juros semestral à taxa IPCA+6,4580% e amortização em cinco parcelas semestrais consecutivas com início em 15 de março de 2034. O recurso será destinado para investimentos. As condições restritivas são: dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75 e EBITDA ajustado dividido pelo resultado maior ou igual a 2,25 (índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia).

### **37.2 Renovação da concessão**

Conforme mencionado na nota 1.2 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil, em 6 de abril de 2026, houve a convocação da Companhia para a assinatura do referido termo aditivo no prazo de até 60 (sessenta) dias, conforme disposto no art. 10, § 4º, do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024.

---

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

---

**LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO**

Presidente

**LI ZHANG**

Conselheiro

**LINO LUZ ZANCHI**

Conselheiro

---

**DIRETORIA**

---

**RICARDO DALAN DE VARGAS**

Diretor Presidente

**KEDI WANG**

Diretora Financeira e  
de Relações com Investidores

**GUSTAVO KODAMA UEMURA**

Diretor Comercial

**ROLANDS SARETTA MENEZES**

Diretor de Operações

**JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES**

Diretor de Assuntos Regulatórios

**FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO**

Diretor de Administrativo

**LI ZHANG**

Diretor Executivo

**CHENG CHEN**

Diretor Executivo

---

**CONTABILIDADE**

---

**ANA PAULA PERESSIM DE PAULO**

Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP217200/O-6 S-RS



# RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

**Demonstrações contábeis regulatórias em  
31 de dezembro de 2025  
e relatório do auditor independente**



## **Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

Aos Administradores e Acionistas  
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

### **Opinião**

Examinamos as Demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa no 933, de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as Demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa no 933 de 18 de maio de 2021.

### **Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das Demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, aplicáveis a auditorias de demonstrações contábeis regulatórias de entidades de interesse público no Brasil e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Ênfase Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

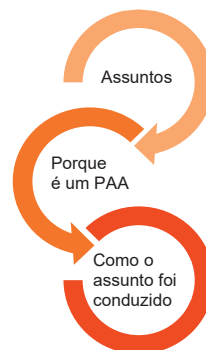
Chamamos a atenção para a Nota 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está modificada em relação a este assunto.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

## Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das Demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



<b>Porque é um PAA</b>	<b>Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria</b>
<p><b>Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Nota 6)</b></p> <p>A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura.</p> <p>Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor. Em 31 de dezembro de 2025 o saldo de fornecimento não faturado estimado somava R\$ 562.313 mil.</p> <p>O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria..</p>	<p>Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.</p> <p>Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas Demonstrações contábeis regulatórias. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para</p>



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

<b>Porque é um PAA</b>	<b>Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria</b>
	mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.

### **Outros assuntos - Demonstrações financeiras societárias**

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente em de 4 de março de 2026, sem ressalvas.

### **Outras informações que acompanham as Demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as Demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das Demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as Demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidades da administração e da governança pelas Demonstrações contábeis regulatórias**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das Demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das Demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das Demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das Demonstrações contábeis regulatórias.

### **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as Demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas Demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas Demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas Demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das Demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas Demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das Demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 27 de abril de 2026

  
PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes Ltda.  
CRC 2SP027613/F-1

DocuSigned by

Líia Fonseca

Assinado por: LÍIA MARCELA RUSINQUE FONSECA 23243418836  
CPF: 23243418836  
Data/Hora da Assinatura: 27 de abril de 2026 | 19:43 BRT  
O: RGE Sul, OU: Secretaria de Receita Federal do Brasil - RFB  
C: BR  
Emissor: AC SERASA RFB v3  
#W92CJL4H0M857

Líia Marcela Rusinque Fonseca  
Contadora CRC 1SP291166/O-4



<b>TERMO DE RESPONSABILIDADE</b>	<b>TERM OF RESPONSIBILITY</b>
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p> <p>São Leopoldo, 27 de abril de 2026.</p> <p>Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>São Leopoldo, April 27, 2026.</p> <p>Concessionaire: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>

Assinado por:

*Ricardo Dalan De Vargas*

FF7E577ECA2346C...

Ricardo Dalan de Vargas  
Diretor Presidente  
Chief Executive Officer  
CPF: 804.607.630-91

Signed by:

*Kedi Wang*

163BFB46F67A478...

Kedi Wang  
Diretora Financeira e de Relações com  
Investidores  
Chief Financial and Investor  
Relations Officer  
CPF: 050.180.008-56

DocuSigned by:

*Ana Paula Peressim de Paulo*

9AB50212BD6E4BC...

Ana Paula Peressim de Paulo  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
Accounting Manager of Distributors  
CT CRC 1SP217200/O-6 S-RS  
CPF: 171.567.218-60



<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X - fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p>CÓDIGO PENAL</p> <p>Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p>PENAL CODE</p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
---	---