continuação

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

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)

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 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 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 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. **24.2 Reajuste Tarifário Anual ("RTA") e Revisão Tarifária Periódica ("RTP"):** 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 ABRADEE, 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
Energia comprada para revenda				
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
Subtotal	**14.364**	**14.007**	**(4.001.606)**	**(3.349.947)**
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
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
Subtotal			**(1.778.290)**	**(1.803.980)**
Total			**(5.779.896)**	**(5.153.927)**

(*) Conta de energia de reserva

26. OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Outros custos com operação		Custo com serviço prestado a terceiros		Outras despesas operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	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	(95.065)	(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)
Total	**(576.418)**	**(560.152)**	**(2.016.663)**	**(1.748.320)**	**(210.203)**	**(209.864)**	**(450.517)**	**(400.243)**	**(108.420)**	**(124.012)**	**(3.362.221)**	**(3.042.591)**

27. RESULTADO FINANCEIRO

	2025	2024
Receitas		
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
Total	**611.423**	**336.546**
Despesas		
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)
Total	**(1.260.128)**	**(1.111.425)**
Resultado financeiro	**(648.706)**	**(774.879)**

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:

	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
Empresas	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	1.512	775	7.917	7.880	–	–	(82.457)	(81.096)
Arrendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	–	–	–	–	–	–	(265)	(126)
Contrato de Mútuo								
State Grid Europe Limited ("SGEL")	–	–	672.403	–	–	–	(12.403)	–
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia e CPFL Comercialização Brasil	–	–	317.273	137.310	–	–	–	–
Ativo contratual, intangível, materiais e prestação de serviço								
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	371	522	15.215	9.915	57	41	(101.892)	(100.430)
Compra e venda de energia e encargos								
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)
Encargos - Rede básica								
Entidades sob o controle comum	–	–	–	–	–	–	(132.566)	(128.287)
Outras operações financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A.	–	–	–	382.298	–	–	(23.432)	(45.059)
Outros								
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:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2025
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
Total		**3.644.852**

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

continua