

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 2022 e 2021 (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 milhões de consumidores. **1.1 Mudanças Climáticas:** Como posicionamento frente às Mudanças Climáticas, Companhia declara seu compromisso com os objetivos do Acordo de Paris e com a necessidade de limitar o aumento da temperatura média global em 1,5°C, com a consequente redução e neutralização das emissões de Gases de Efeito Estufa "GEE". Anualmente, a Companhia realiza o Inventário de Emissões de GEE e faz as medições e divulgação nos três escopos do inventário, sendo eles: • Escopo 1: Emissões diretas que pertencem ou são controladas pela companhia; • Escopo 2: Emissões indiretas relacionadas a compra de energia elétrica e a perdas técnicas de distribuição e transmissão de energia; • Escopo 3: Emissões indiretas relacionadas à cadeia de valor. A Companhia considera em sua estratégia o Plano ESG (Environmental, Social and Governance), o qual demonstra as diretrizes de atuação para todos os negócios e orienta a realização de investimentos alinhados às tendências globais para o desenvolvimento sustentável. A estrutura do plano considera três compromissos principais relacionados à descarbonização das operações: (i) Ser carbono neutro* a partir de 2025, reduzindo 35% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e (ii) Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas de IRECs (certificados internacionais de energia renovável) e de créditos de carbono. Na publicação "Nossa jornada contra as mudanças climáticas" a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para a Companhia, de acordo com a metodologia Task Force for Climate-related Financial Disclosures - TCFD (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima). *Compensando as emissões dos escopos 1, 2 e 3.

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") e da Companhia ("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 10 de março de 2023. **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. **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. As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuem um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são: • Nota 5 - Consumidores, concessionárias e permissionárias; • Nota 7 - Ativo e passivo financeiro setorial; • Débitos e créditos fiscais diferidos; • Nota 8 - Ativo financeiro da concessão; • Outros ativos; • Nota 9 - Ativo contratual; • Nota 10 - Intangível; • Nota 11 - Empréstimos e financiamentos; • Nota 12 - Debêntures; • Nota 13 - Entidade de previdência privada; • Imposto de renda e contribuição social a recolher; • Nota 14 - Provisões para riscos fiscais, civis e trabalhistas e depósitos judiciais; e • Instrumentos Financeiros. **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. 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. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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 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 16). 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 reflete o benefício econômico esperado até o término da concessão. 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 contrapõe a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica. 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. **3.2 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 reflete o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.1. 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. **3.3 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. **3.4 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, consequentemente 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, 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. **3.5 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, classificável 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. **3.6 Novas normas e interpretações ainda não efetivas:** Novas normas e emendas às normas foram emitidas pela CVM e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2022. A Companhia não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras: a) Determinação de estimativas contábeis (alterações ao CPC 23); b) Divulgação de políticas contábeis (alterações ao CPC 26); c) Imposto Diferido relacionado a Ativos e Passivos Resultantes de uma única transação (alterações ao CPC 32). As alterações são vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023 e serão aplicáveis para períodos nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período. d) Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes (CPC 26). As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024 e serão aplicáveis para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período. Para as novas interpretações e mudanças citadas acima ainda não estão vigentes, destaca-se que a Companhia está avaliando as alterações dos pronunciamentos, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

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. - Intangível e ativo contratual; - Instrumentos financeiros.

5. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Circulante	Saldos		Vencidos		Total	
	vincendos	até 90 dias	> 90 dias	31/12/2022	31/12/2021	
Classes de consumidores						
Residencial	320.037	133.210	24.262	477.509	643.063	
Industrial	20.756	12.842	21.322	54.920	48.711	
Comercial	69.694	19.248	25.682	114.624	148.207	
Rural	54.356	14.215	12.676	81.247	95.366	
Poder público	20.057	1.667	3.787	25.511	33.103	
Iluminação pública	22.762	423	1.063	24.249	32.008	
Serviço público	14.033	807	123	14.963	17.216	
Faturado	521.696	182.412	88.915	793.022	1.017.675	
Não faturado	421.331	-	-	421.331	380.271	
Parcelamento de débito de consumidores	37.163	17.224	14.985	69.373	109.018	
Operações realizadas na CCEE	10.624	-	-	10.624	78.421	
Concessionárias e permissionárias	16.757	-	-	16.757	22.653	
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(2.477)	-	-	(2.477)	(96.476)	
Outros	1.799	-	-	1.799	2.508	
Total	1.006.894	199.636	103.900	1.310.429	1.514.069	
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(91.405)	(110.379)	
Total				1.219.024	1.403.690	
Não circulante						
Precatórios	31.148	-	-	31.148	36.263	
Parcelamento de débito de consumidores	27.021	-	-	27.021	43.427	
Total	58.169			58.169	79.690	

6. EXCLUSÃO DO ICMS DA BASE DE PIS E COFINS

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos	Total
Saldo em 31/12/2021	(110.379)	(17.099)	(127.478)
Provisão revertida (constituída) líquida	(152.940)	128	(152.813)
Recuperação de receita	67.383	-	67.383
Baixa de contas a receber provisionadas	104.531	-	104.531
Saldo em 31/12/2022	(91.405)	(16.972)	(108.377)

7. 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 31/12/2021			Receita operacional (nota 16)			Resultado financeiro			Recebimento			Saldo em 31/12/2022		
	Diferido	Homo-logado	Total	Consti-tuição	Reali-zação		Atualização monetária	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Conta de comercialização de Itaipu	Conta de escassez hídrica	CDE Eletrobrás	Diferido	Homo-logado	Total	
Parcela "A"	700.474	163.228	863.702	(189.887)	(203.626)		90.059					106.559	142.402	248.961	
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.172)	(107.791)	(198.326)	-	-	-	
CDE (**)	(42.531)	15.666	(26.865)	187.148	8.424	6.137	-	-	-	-	(198.326)	(6.505)	(16.976)	(23.481)	
Custos energia elétrica	(41.058)	(83.385)	(124.443)	(875.674)	402.972	(48.447)	-	-	(29.951)	-	-	(353.691)	(321.852)	(675.543)	
ESS e EER (***)	395.388	43.536	438.924	(84.474)	(184.252)	34.516	-	-	(77.840)	-	-	(45.225)	172.098	126.873	
Proinfa	-	6.798	6.798	40.492	(29.687)	4.001	-	-	-	-	-	-	21.604	21.604	
Rede básica	61.972	38.303	100.275	145.716	(78.550)	14.168	-	-	-	-	-	146.292	35.318	181.609	
Repasso de Itaipu	467.677	134.170	601.847	232.446	(407.461)	77.585	-	-	(5.172)	-	-	158.741	340.504	499.245	
Transporte de Itaipu	(939)	7.089	6.150	7.660	(5.821)	192	-	-	-	-	-	9.575	(1.394)	8.181	
Neutralidade dos encargos setoriais	6.546	(8.353)	(1.807)	4.799	14.544	21	-	-	-	-	-	23.418	(5.860)	17.558	
Sobrecontratação	(146.581)	9.406	(137.175)	152.164	76.205	1.885	-	-	-	-	-	174.119	(81.040)	93.079	
Bandeira Tarifária Faturada	-	-	-	(164)	-	-	-	-	-	-	-	(164)	-	(164)	
Outros componentes financeiros	101.841	(116.167)	(14.326)	134.840	391.718	18.730	(657.746)	(66.561)	(180.114)			(96.406)	(277.054)	(373.460)	
Devolução crédito de PIS e COFINS	-	(117.845)	(117.845)	-	449.731	6.008	(657.746)	-	-	-	-	-	(319.853)	(319.853)	
Outros	101.841	1.678	103.519	134.840	(58.013)	12.722	-	(66.561)	(180.114)	-	-	(96.406)	42.799	(53.607)	
Total	802.315	47.061	849.376	(55.047)	188.092	108.789	(657.746)	(71.733)	(287.905)	(198.326)	10.153	(134.653)	(124.999)	124.499	
Ativo circulante			595.997											52.746	
Ativo não circulante			253.379											55.675	
Passivo circulante			-											(134.653)	
Passivo não circulante			-											(98.267)	

(*) 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").