

Exercícios de
2022
2021



ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS

CNPJ 02.474.103/0001-19 NIRE 42 3 0002438-4

R. Paschoal Apóstolo Pisca, 5064 | Agrônômica
Florianópolis - SC | CEP 88025-255



EGIE
B3 LISTED NM

IBOVESPA B3

IEE B3

ITAG B3

ISEB3

ICO2 B3



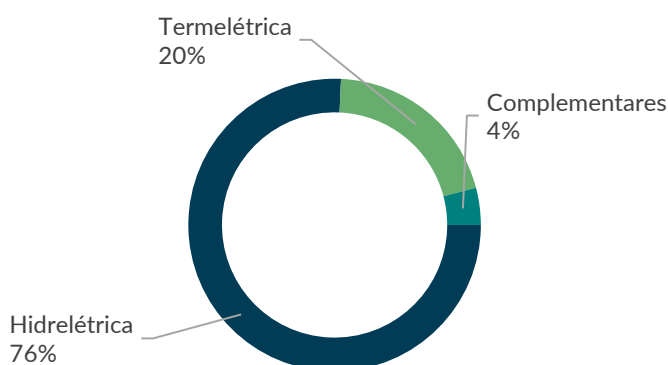
NOTA 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. (“Companhia” ou “ENGIE Brasil Energia” ou “ENGIE”) é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A ENGIE é uma plataforma de investimentos em infraestrutura, atuante nas atividades de geração centralizada, comercialização, *trading* e transmissão de energia elétrica. Estas atividades são regulamentadas pela Aneel. A Companhia atua ainda no segmento de transporte de gás, regulado pela ANP. Mais informações vide Nota 27 – Informações por segmento.

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia ADR Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. (“ENGIE Participações”), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

A ENGIE Brasil Energia é responsável por aproximadamente 5,5%¹ da capacidade instalada do país. Em 31.12.2022, a capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, era de 8.453,3 MW própria, conforme subdivisão mostrada abaixo. A garantia física para fins de comercialização era de 4.556,5 MW médios, dos quais 377,4 MW médios são relativos à parcela de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguarua e Miranda, que foram destinadas ao ACR, no Sistema de Cotas de Garantia Física.



Em 31.12.2022, o parque gerador em operação da Companhia era composto por **76 usinas**, sendo:



11

hidrelétricas
("UHE")



1

termelétrica
convencional
("UTE")



50

parques
eólicos



3

à biomassa



9

solares
fotovoltaicas



2

pequenas centrais
hidrelétricas
("PCH")

¹As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

a) Concessões e autorizações

Em 31.12.2022, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações:

a.1) Concessões de geração

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da concessão	Vencimento da concessão ²	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
UHE Salto Santiago	ENGIE	Privatização	1.420	733	09.1998	11.2030	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Salto Osório	ENGIE	Privatização	1.090	503	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Passo Fundo	ENGIE	Privatização	226	113	09.1998	04.2031	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Itá	ENGIE / Itasa	Privatização	1450 ¹	741 ¹	10.1995	12.2032	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Machadinho	ENGIE	Privatização	1140 ¹	547 ¹	07.1997	10.2035	Quitado	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11 e 12
UHE Cana Brava	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	450	261	08.1998	12.2035	IGP-M até set/2021 e IPCA a partir de out/2021	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Ponte de Pedra	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	176	134	10.1999	03.2037	IGP-M	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE São Salvador	ENGIE	UBP para Geração de Energia Elétrica	243	148	04.2022	06.2040	IGP-M até jun/2007 e IPCA a partir de jul/2007	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Estreito	CEE	UBP para Geração de Energia Elétrica	1087 ¹	641 ¹	12.2022	02.2043	IGP-M até out/2011 e IPCA a partir de nov/2011	Devolução da concessão ou renovação onerosa	11, 12 e 16
UHE Jaguará	Jaguara	Regime de Cotas	424	341	12.2007	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6 e 12
UHE Miranda	Miranda	Regime de Cotas	408	198	12.2007	06.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	6 e 12

(1) Valores totais, incluindo montante referente às demais empresas nos consórcios.

(2) Considera os períodos de extensão previstos nas Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021.

a.2) Concessões de transmissão

Concessões	Detentor (a) da concessão	Modelo de acordo contratual	Extensão	Subestações	Início da concessão	Vencimento da concessão	Indexador do reajuste anual	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Gralha Azul	ETP II	Deságio da RAP	1.000 km	5	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Novo Estado	ETP II	Deságio da RAP	1.800 km	1	03.2018	03.2048	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11
Gavião Real	ETP II	Deságio da RAP	1 km	Aplicação em subestação de terceiros	09.2022	09.2052	IPCA	Devolução da concessão e relicitação posteriormente	7 e 11

a.3) Participação da ENGIE e controladas nos consórcios

Consórcios	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)
UHE Itá	1.127	565
UHE Machadinho	404	165
UHE Estreito	436	257

Para o Consócio Machadinho, no período de extensão da concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, explicado na Nota 12 - Intangível, a Companhia possui 100% da garantia física da usina. Mais informações sobre a participação da ENGIE e suas controladas nos consórcios vide Nota 11 – Imobilizado.

a.4) Autorizações

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Extensão (km)	Total de contratos	Estações de compressão	Início da autorização	Vencimento da autorização
Gasodutos						
Transportadora Associada de Gás (TAG)	Transportadora Associada de Gás (TAG)	4.500	5	11 ¹	06.2019	Prazo indeterminado

(1) A TAG possui 11 estações de compressão, sendo 6 próprias e 5 contratadas.

A TAG opera seus atuais gasodutos sob o regime de autorização, cujo seu prazo de vencimento de 2039 a 2041, foi ratificado pela Lei 14.134/2021 ("Nova Lei do Gás"). A Lei do Gás deixou de estipular prazo específico de vigência das autorizações, sendo aplicáveis as hipóteses de revogação previstas na referida lei. Além disso, os bens e instalações destinados à atividade de transporte de gás deixaram de estar vinculados à respectiva autorização, não havendo mais a obrigatoriedade de devolução para a União ou desmobilização dos mesmos após o término da autorização, revogação ou extinção. Mais informações sobre a autorização da TAG vide Nota 10 – Investimentos.

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Início da autorização	Vencimento da autorização	Obrigações de encerramento do contrato	Referência notas
Usinas de Cogeração							
Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade ¹	33	20	04.2000	04.2030 ⁴	Transferência parceiro ⁴	11 e 12
Lages	Lages	28	2	10.2002	10.2032	Desmobilização	11 e 12
Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	27	07.2007	07.2042 ⁴	Transferência parceiro ⁴	11 e 12
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)							
PCH Rondonópolis	Tupan	27	14	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	11 e 12
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	12	12.2002	12.2032	Devolução do ativo	11 e 12
Usinas eólicas (EOL)							
Conjunto Eólico Trairí	SPEs do Conjunto	213	97	09.2011 e 01.2015 ²	09.2041, 01 e 02.2045 ²	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	119	60	07.2015	07.2050	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	29	08.2015	08.2050	Desmobilização	11 e 12
EOLS Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	77	05.2017	05.2052	Desmobilização	11 e 12
EOL Campo Largo VIII-XIV, XVII, XIX, XX, XXII	CLWP Eólicas	361	192	12.2019	12.2054	Desmobilização	11 e 12
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	0,3	05.2015	Não operacional	Não operacional	11 e 12
EOL Tubarão 2 P&D	ENGIE Brasil Energia	4	-	02.2021	Não operacional	Não operacional	11 e 12
EOL Umburanas 1-3,5-6,9-11, 13, 15-16,18	Umburanas Eólicas	234	142	08.2014	08.2049	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.2014	10.2049	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	07.2015	07.2050	Desmobilização	11 e 12
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	08.2015	08.2050	Desmobilização	11 e 12
Usinas eólicas – Em construção							
EOL Santo Agostinho 1-6,13,14,17,18,21,25-27	SPEs do Conjunto	434	218	05.2021	05.2056	Desmobilização	11 e 12
EOL Serra do Assuruá I a XXIV	Maracanã	846	406	11.2021	11.2056	Desmobilização	11 e 12
Usinas fotovoltaicas							
Central Fotovoltaica Assú V	Assú V	34	9	06.2016	06.2051	Desmobilização	11 e 12
Nova Aurora	ENGIE Brasil Energia	3	0,3	04.2014	Não operacional	Não operacional	11 e 12
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	SPEs do Conjunto	132	34	06.2016	04.2051 e 06.2051 ³	Desmobilização	11 e 12
Conjunto Fotovoltaico Floresta	SPEs do Conjunto	86	25	06.2016	06.2051	Desmobilização	11 e 12
Usinas solares fotovoltaicas - Em desenvolvimento							
Conjunto Fotovoltaico Assu Sol 1 a 16	SPEs do Conjunto	752	-	02.2022	02.2057	Em desenvolvimento	11 e 12

(1) As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Tereos Açúcar e Energia Brasil S.A. (27,1%).

(2) O Conjunto Eólico Trairí é constituído por duas *holdings* concentrando SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 10 – Investimentos.

(3) O Conjunto Fotovoltaico Paracatu é constituído por 4 SPEs com diferentes datas de início e encerramento de operação. Mais informações, vide a Nota 10 – Investimentos.

(4) Ao término da autorização os ativos serão transferidos para os parceiros, por meio de cessão não onerosa e os consórcios serão encerrados. Em relação a Ibitiúva, o prazo inicial de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para os parceiros é 02.2025, podendo ser estendido conforme previsões contratuais. Para Ferrari, o prazo de transferência dos ativos, incluindo a autorização, para o parceiro é 02.2033, sem a possibilidade de extensão.

Em setembro de 2022, após assinatura do SPA, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos “ANCMV” e “Passivos relacionados a ANCMV”, respectivamente.

A Companhia possui 22,9 MW e 10,3 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da Usina de Cogeração Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

a.5) Obrigações contratuais condicionantes das concessões

A Companhia como concessionária, possui obrigações com o Poder Concedente e a Aneel. Exceto pelas particularidades de cada usina, as obrigações gerais para todas as concessões, englobam a responsabilidade pelas eventuais consequências danosas da exploração das usinas, bem como por ações de empresas subcontratadas para um ou mais serviços de construção, montagem, operação e manutenção, especialmente os decorrentes de ampliações e melhorias.

A concessionária deve manter de forma permanente, por meio de adequada estrutura de operação e conservação, os equipamentos e instalações das concessões em perfeitas condições de funcionamento, bem como seu estoque de material de reposição, manter equipe técnica, própria ou terceira, legalmente habilitada e treinada e em número compatível com o desempenho operacional, de modo a assegurar a continuidade, regularidade, eficiência e segurança da exploração das concessões. Ela deverá atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária e aos encargos oriundos da legislação e normas regulamentares estabelecidas pelo Poder Concedente e pela Aneel.

Cabe à concessionária realizar investimentos necessários para garantir a qualidade, atualidade da produção e transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão. Elaborar, manter e executar programas periódicos de inspeção, monitoração, ações de emergência e avaliação da segurança das estruturas das concessões, são obrigações, assim como manter atualizada a análise e interpretação desses dados, os quais devem ficar à disposição da fiscalização da Aneel.

Ademais, a gestão documental, a proteção especial de documentos e arquivos, organizar e manter atualizado os registros e os inventários dos bens vinculados à concessão e publicar anualmente as demonstrações contábeis e regulatórias, são obrigações relacionadas às concessões. Contratar e manter durante o prazo de vigência da concessão, apólices de seguro para garantir a cobertura adequada dos equipamentos imprescindíveis à continuidade da prestação do serviço, cabendo à concessionária a definição dos bens e instalações a serem segurados.

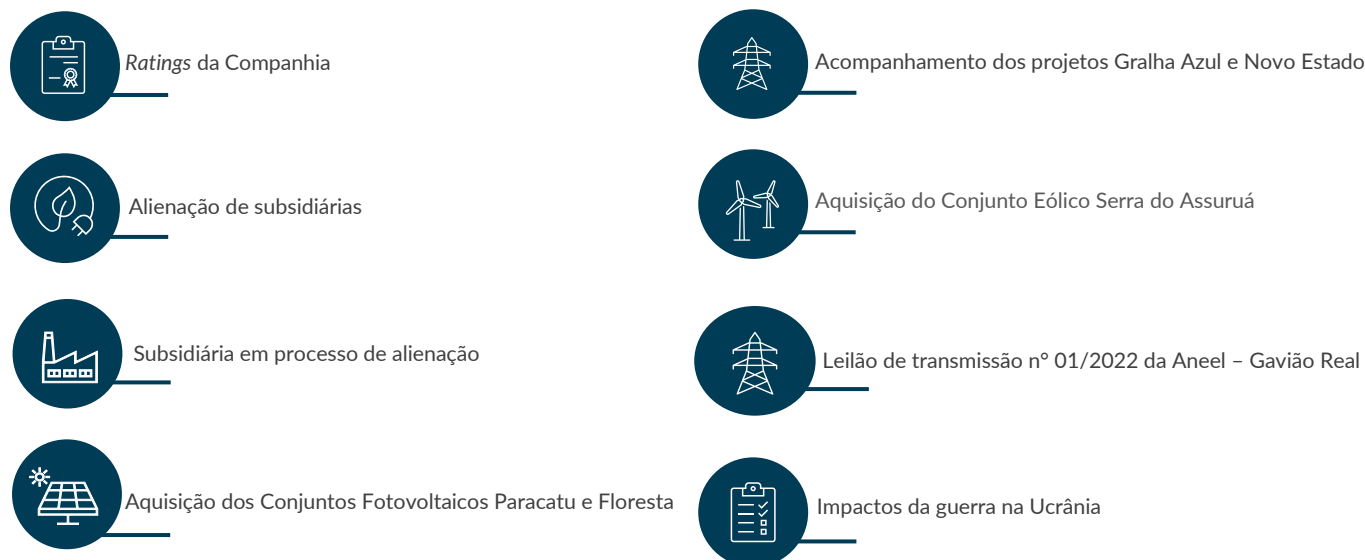
Cumprir a legislação ambiental e de recursos hídricos, instalar, operar e manter, em conformidade com a Resolução Conjunta da Aneel e ANA, as instalações e observações hidrométricas. Respeitar os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, taxas de variação das vazões defluentes, níveis máximos e mínimos operativos e taxas de variação de níveis operativos, observando as condições de operação de reservatório definidas pela ANA, em articulação com o ONS. A concessionária fica responsável por realizar a gestão dos reservatórios das usinas hidrelétricas e suas respectivas áreas de proteção.

Quanto aos contratos, fica encarregada a concessionária de celebrar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão e de distribuição e efetuar os pagamentos dos respectivos encargos, prestar contas à Aneel, anualmente, da gestão da concessão de geração, mediante relatório compreendendo o desempenho técnico operacional das instalações sob sua responsabilidade, bem como manter comunicação constante com a Aneel sobre alterações societárias e transações com partes relacionadas.

a.6) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, transmissão e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo 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.

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no exercício de 2022 foram estes:



a) Ratings da Companhia

Abaixo seguem reafirmações de *ratings* efetuadas por agências de classificação de risco no decorrer de 2022:

Empresa	Agência	Rating	Classificação	Data
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	<i>rating</i> nacional de longo prazo	'AAA(bra)' com perspectiva estável	25.02.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	<i>rating</i> nacional de longo prazo -6ª, 7ª, 9ª e 10ª emissões de debêntures	'AAA(bra)' com perspectiva estável	25.02.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	<i>rating</i> internacional de longo prazo em moeda estrangeira	'BB' com perspectiva estável	18.07.2022
ENGIE Brasil Energia	Fitch Ratings	<i>rating</i> internacional de longo prazo em moeda local	'BBB-', com perspectiva estável	18.07.2022

b) Alienação de subsidiárias

Em 21.02.2022 e 01.09.2022, após o cumprimento das condições precedentes, foram concluídas as operações de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD") e Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense"), pelo montante de R\$ 14 milhões, cada. Nestas datas, as empresas deixaram de ser controladas pela Companhia, passando também a não serem consolidadas. Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

c) Subsidiária em processo de alienação

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA entre a Companhia e a ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC"), com as compradoras Grafito Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia ("Grafito") e Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura ("Space X"). O SPA regula a aquisição, pelos compradores, da totalidade da participação societária que as vendedoras possuem na Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul"), a qual detém a totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul ("UTE Pampa Sul" ou "Usina").

A UTE Pampa Sul, localizada em Candiota, no estado do Rio Grande do Sul, utiliza o carvão mineral como fonte de energia. A Usina, de 345,0 MW de capacidade instalada e 323,5 MWm de garantia física bruta, vendeu no 20º Leilão de Energia nova (A-5/2014), 294,5 MWm em contrato de 25 anos, tendo entrado em operação comercial em 28.06.2019.

Com a venda, a Companhia irá receber em caixa o montante de até R\$ 450 milhões, previsto para 2023, e a assunção do endividamento de Pampa Sul será realizada pelos compradores, no valor aproximado de R\$ 1,8 bilhão. Os compradores irão, inclusive, obter a liberação integral da fiança corporativa prestada pela ENGIE no âmbito do referido endividamento. A assinatura do SPA pela Companhia foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 15.09.2022.

Em 30.09.2022, por ter atendido aos requerimentos do CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operações descontinuadas, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos “Ativos não circulantes mantidos para venda” e “Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda”, respectivamente.

Tendo em vista que o valor de venda, líquido dos custos, é inferior ao valor contábil dos ativos líquidos da subsidiária, foi reconhecido, em 2022, R\$ 191 milhões de provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) nos investimentos no consolidado, sendo R\$ 168 milhões na controladora. Entretanto, em função da assinatura do SPA de venda da Usina, em 30.09.2022, a Companhia efetuou a reversão do *impairment* reconhecido, no montante de R\$ 27 milhões e R\$ 43 milhões, no consolidado e na controladora, respectivamente.

Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

d) Aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta

Em março de 2022, a Companhia adquiriu 100% das ações da Solairedirect Holding Brasil S.A. (“Solairedirect”), detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. (“ENGIE Solar”), ambas pertencentes ao Grupo ENGIE. O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia instalou um CPR, para avaliar a operação de aquisição. O CPR contratou as seguintes consultorias independentes para apoiar no processo, das quais: (i) *due diligence* legal e apoio na negociação do contrato de compra e venda; (ii) *due diligence* contábil, financeira, tributária e trabalhista; (iii) *due diligence* técnica; e (iv) consultoria para a emissão de opinião sobre a avaliação e geração de valor dos ativos (*fairness opinion*).

Após a realização das devidas *due diligences*, avaliações dos ativos e negociações dos termos e condições da operação, realizados com o apoio de consultorias especializadas contratadas pelo CPR, este enviou um relatório com sua recomendação ao Conselho de Administração, que aprovou a aquisição das empresas em reunião realizada em 14.02.2022. A conclusão da operação ocorreu após o atingimento das condições precedentes previstas no contrato, em 16.03.2022, pelo montante de R\$ 656 milhões.

O Conjunto Fotovoltaico Paracatu, localizado em Paracatu/MG, possui capacidade instalada de 132 MW, com contrato de venda de 34,0 MW médios pelo prazo de 20 anos, com término em 31.10.2038, ao preço de R\$ 429,07/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, e iniciou a operação comercial em fevereiro de 2019.

Por sua vez, o Conjunto Fotovoltaico Floresta, localizado na cidade de Areia Branca/RN, possui capacidade instalada de 86 MW, tendo contratado, pelo prazo de 20 anos, com término em 31.10.2038, 25,1 MW médios ao preço de R\$ 421,58/MWh (dezembro/2022), reajustado pelo IPCA, com operação comercial iniciada em dezembro de 2017.

Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

e) Acompanhamento dos projetos dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul (“Gralha Azul”) e Novo Estado (“Novo Estado”)

Em 2022, os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado obtiveram novas autorizações do ONS para operação comercial parcial de suas linhas de transmissão. Gralha Azul e Novo Estado alcançaram 94% e 49% da RAP mensal em 12.2022 e dos ativos em operação comercial em 31.12.2022, respectivamente. A expectativa de entrada em operação comercial total de Gralha Azul e Novo Estado está prevista para março de 2023 e abril de 2023, respectivamente.

f) Aquisição do Conjunto Eólico Serra do Assuruá (“Serra do Assuruá”)

Em 21.06.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ativos e outras avenças, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá junto à PEC Energia S.A. (“PEC”) pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. (“ECP”), controlada direta da Companhia. Mais informações vide Nota 12 – Intangível.

Adicionalmente, em 30.09.2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de fornecimento de até 188 aerogeradores com a Vestas do Brasil Energia Eólica Ltda, iniciando a implantação de Serra do Assuruá, cuja entrada em operação comercial está prevista para o 2º semestre de 2024.

Ademais, em 22.12.2022, a Companhia comunicou ao mercado a assinatura do contrato de financiamento com o BNDES destinado à implantação de Serra do Assuruá no montante de R\$ 1,5 bilhão e prazo de amortização de 252 meses, com a primeira prestação vencendo em dezembro de 2025. Mais informações vide Nota 15 – Instrumentos de dívida.

g) Leilão de transmissão nº 01/2022 da Aneel – Gavião Real Transmissora de Energia Ltda. (“Gavião Real”)

Em 30.06.2022, a Companhia arrematou o lote 7 no leilão de transmissão nº 01/2022 promovido pela Aneel, em consórcio com sua subsidiária integral ENGIE Transmissão de Energia II (“ETP II”), o qual prevê a ampliação de uma subestação complementar ao projeto Novo Estado e um trecho de seccionamento de uma linha de distribuição. Abaixo seguem informações sobre o leilão:

Lote	RAP máxima	RAP contratada	Deságio	Investimento previsto pela Aneel
7	R\$ 16 milhões	R\$ 6 milhões	59,9%	R\$ 110 milhões

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo o licenciamento, a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados da data de assinatura do contrato de concessão ocorrida em 30.09.2022. O início da construção e a expectativa de entrada em operacional comercial total estão previstos para maio de 2023 e fevereiro de 2024, respectivamente. Mais informações, vide Nota 7 – Ativo de contrato.

h) Impactos da guerra na Ucrânia

Após quatro meses de crise com o Ocidente, a Rússia decidiu atacar a Ucrânia em 24.02.2022, acirrando o mais grave conflito militar na Europa desde a Segunda Guerra Mundial.

Diante disso, existem efeitos das sanções econômicas à Rússia, como: (i) sanções do setor de serviços financeiros; (ii) restrições do setor de energia; (iii) restrições geográficas; (iv) restrições para fazer negócios na Rússia; (v) controles e exportação; e (vi) restrições similares contra a Bielorrússia.

Como principal impacto, nota-se o aumento de preços do petróleo, do gás natural, de grãos e de outras *commodities*, visto que a redução repentina de oferta destes produtos eleva o preço no mercado internacional. O impacto sobre a economia pode ser grande, a depender do tamanho e extensão da guerra, o que pode reduzir as perspectivas de crescimento econômico.

No exercício de 2022, a Companhia não apurou impactos decorrentes da guerra na Ucrânia em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas. A Companhia não possui contratos com nenhuma parte envolvida no conflito. Adicionalmente, considerando que não haja o agravamento da guerra, a Companhia não estima efeitos significativos em seu resultado que possam comprometer a capacidade operacional e a implantação de seus projetos.

NOTA 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis consolidadas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade – IFRS, emitidas pelo IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da CVM e os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo CPC e aprovados pelo CFC e pela CVM.

As normas contábeis brasileiras estão convergentes com as normas internacionais – IFRS, exceto pelos registros no balanço da controladora (i) das operações controladas em conjunto que, pelas normas brasileiras, são reconhecidas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, de acordo com as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento; e (ii) das capitalizações de juros sobre capital de terceiros captados na controladora cujo ativo qualificável está em uma controlada, as quais nas demonstrações contábeis da controladora impactam o investimento pelas normas contábeis brasileiras, enquanto não há previsão desta contabilização nas demonstrações contábeis individuais de acordo com as IFRS.

Adicionalmente, essas demonstrações contábeis foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações contábeis evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, o qual apresenta informações comparativas em relação ao exercício anterior.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda principal do ambiente econômico de operação da Companhia. As informações financeiras estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

c) Continuidade operacional

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e concluiu que possui recursos para dar continuidade aos seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza que possa gerar dúvidas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, conforme CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis, estas demonstrações contábeis individuais e consolidadas foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

d) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. Nas demonstrações contábeis individuais, os investimentos da Companhia são contabilizados com base no método da equivalência patrimonial.

As datas das demonstrações contábeis das sociedades controladas e das operações em conjunto utilizadas para a consolidação e cálculo de equivalência patrimonial coincidem com as da Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidor	Segmento operacional	Participação no capital (%)	
			31.12.2022	31.12.2021
Controladas integrais diretas				
Companhia Energética Estreito ("CEE") ¹	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguará ("Jaguara")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP") ²	ENGIE	Geração	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	ENGIE	Geração	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense") ³	ENGIE	Geração	-	99,99
ENGIE Trading Comercializadora de Energia Ltda. ("ENGIE Trading")	ENGIE	Trading	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")	ENGIE	Transmissão	99,99	99,99
Gavião Real Transmissora de Energia S.A. ("Gavião Real")	ENGIE	Transmissão	99,99	-
Safira Transmissão de Energia Participações S.A. ("Safira")	ENGIE	Transmissão	99,99	-
ENGIE Comercializadora de Gás Ltda ("ECG")	ENGIE	Gás	99,90	99,90
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD") ³	ENGIE	Painéis Solares	-	99,99
Operação em conjunto				
Itá Energética S.A. ("Itasa") ⁴	ENGIE	Geração	48,75	48,75
Controladas indiretas				
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada") ² e controladas ³	ECP	Geração	99,99	99,99
Assu Sol Solar Participações e Geração de Energia SPE S.A. ⁵ ("Assu Sol") e controladas ³	ECP	Geração	99,99	99,99
Campo Largo Solar Participações e Geração de Energia Ltda.	ECP	Geração	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú") ³	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações S.A. ("CLWP Br") ² e controladas ^{3 e 6}	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações S.A. ("CLWP Br II") ² e controladas ^{3 e 7}	ECP	Geração	99,99	99,99
CLWP Brasil III Participações Ltda. ("CLWP Br III") ² e controladas ³	ECP	Geração	99,99	99,99
Conjunto Eólico Santo Agostinho - Fase II ³	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará Ltda. ("EEC") ² e controladas ^{3 e 8}	ECP	Geração	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste Ltda. ("EEN") ² e controladas ^{3 e 8}	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Solar Brasil Energia e Consultoria Ltda. ("ENGIE Solar")	ECP	Geração	99,99	-
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	Geração	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	Geração	95,00	95,00
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	Geração	99,99	99,99
Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. e controladas ³	ECP	Geração	99,99	-
Santo Agostinho Participações S.A. ² e controladas ^{3 e 9}	ECP	Geração	99,99	99,99
Solairedirect Holding Brasil S.A. ("Solairedirect") ² e controladas ³	ECP	Geração	99,99	-
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações S.A. ("Umburanas") ² e controladas ^{3 e 10}	ECP	Geração	99,99	99,99
Umburanas Participações 2 Ltda. ("Umburanas 2") ² e controladas ³	ECP	Geração	99,99	99,99
ENGIE Transmissão de Energia Participações IV S.A. ("ETP IV") ²	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Gralha Azul Participações S.A. ¹¹ ("GAP") ² e controlada ³	ETP II	Transmissão	99,99	99,99
Novo Estado Participações S.A. ("NEP") ² e controlada ³	ETP II	Transmissão	99,99	99,99

(1) Inclui o Consórcio Estreito.

(2) Holding.

(3) Para maiores informações vide Nota 10 – Investimentos.

(4) Inclui o Consórcio Itá.

(5) Nova denominação da Assu Sol Geração de Energia SPE S.A.

(6) Incluem o Consórcio Campo Largo.

(7) Incluem o Consórcio Campo Largo II.

(8) Incluem os Consórcios Trairi e Faísa Trairi.

(9) Incluem o Consórcio Santo Agostinho.

(10) Incluem o Consórcio Umburanas.

(11) Nova denominação da ENGIE Transmissão de Energia Participações III S.A.

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia. A Companhia também possui participação em consórcios (operação em conjunto em entidades sem personalidade jurídica), os quais estão descritos no quadro acima, exceto pelo Consórcio Machadinho, cuja participação direta é da ENGIE Brasil Energia, para as quais os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais e nas demonstrações dos resultados consolidados.

Adicionalmente, a Companhia detém participação de 32,5% no empreendimento em conjunto (*joint venture*) – TAG. Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

Quando a Companhia perde o controle exercido sobre uma controlada, é efetuada a baixa dos correspondentes ativos e passivos da controlada pelo seu valor contábil na data em que o controle é perdido.

e) Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

f) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes. Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, foram incluídos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir. As principais notas explicativas vinculadas a aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas são:

Estimativa	Nota Explicativa
Determinação dos valores justos dos instrumentos financeiros derivativos	14 e 15
Determinação da vida útil do ativo imobilizado e intangível	11 e 12
Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração	10, 11 e 12
Mensuração a valor justo de ativos não circulantes mantidos para venda	8
Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos	19
Taxa de desconto aplicada nas obrigações com benefícios de aposentadoria	17
Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo	23 e 24
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	18
Provisão para desmobilização de ativos de geração	18

f.1) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas futuras de câmbio, de inflação, de taxas de juros de longo prazo e de preços de energia.

f.2) Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando eles são necessários.

f.3) Teste de redução ao valor recuperável dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa e de vida útil indefinida, especialmente, os ativos imobilizados, intangíveis e investimentos. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para avaliar se há evidências de que o montante dos ativos de longa duração e de vida útil indefinida pode não ser recuperável. Em situações não comuns, se tais evidências são identificadas, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação desses ativos (*impairment*). Esses testes envolvem algumas variáveis e incertezas no que se refere às projeções de fluxos de caixa, para avaliação dos ativos em uso, e às definições dos valores de mercado dos ativos, para os com intenção de venda.

f.4) Mensuração a valor justo de ativos não circulantes mantidos para venda

A mensuração do valor justo de ativos classificados como mantidos para venda teve como base o valor de venda, líquido dos custos, constante no contrato de compra e venda das ações da subsidiária Pampa Sul assinado em 15.09.2022, entre a Companhia e a EBC, na qualidade de vendedoras, e Grafito e Space X, na qualidade de compradoras.

f.5) Recuperabilidade do imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, provenientes de diferenças temporárias, está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

f.6) Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores justos na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

f.7) Transações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo

Os registros das transações de compra e venda de energia no mercado de curto prazo são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Companhia.

f.8) Provisões

- Provisões para riscos cíveis, fiscais e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, para os quais são constituídas provisões quando é provável uma saída de recursos para liquidar a contingência e uma estimativa razoável possa ser realizada. Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco possível e remoto não são provisionados. Quando relevantes, os processos avaliados como de risco possível são divulgados em notas explicativas.

A probabilidade de saída de recursos é baseada em avaliação e qualificação dos riscos. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis. As avaliações de risco e os valores estimados podem divergir dos que vierem a ser incorridos pela Companhia.

- Provisão para desmobilização de ativos de geração

Os custos de desmobilização de ativos de geração são provisionados com base em estimativas e premissas relacionadas às taxas de desconto e ao valor presente dos custos esperados para a desmobilização e remoção dos ativos ao fim do prazo de autorização das usinas e são reconhecidos em contrapartida dos custos do correspondente ativo. A provisão é revisada anualmente e quaisquer ajustes de estimativa são efetuados em contrapartida do custo do ativo.

g) Novas normas, alterações e interpretações

O IASB e o CPC emitiram revisões às normas existentes, aplicáveis a partir de 01.01.2022. A relação destas revisões aplicáveis e adotadas pela Companhia e respectivos impactos é apresentada a seguir:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 19				
Pronunciamentos Técnicos CPC 15 (R1) - Combinação de negócios, CPC 25 - Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes, CPC 27 - Ativo imobilizado, CPC 29 - Ativo biológico e produto agrícola, CPC 37 (R1) - Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade e CPC 38 - Instrumentos financeiros.	<i>Annual Improvements to IFRS Standards 2018-2020; Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use; Onerous contracts - Costs of Fulfilling a contract; e Reference to the Conceptual Framework</i>	01.10.2021	01.01.2022	Sem impactos relevantes. Com as alterações do <i>Proceeds before Intended Use</i> , as receitas de teste foram registradas no resultado da Companhia, a partir da data de aplicação da norma, e os efeitos, assim como os demais itens, não são relevantes.

h) Novas normas, alterações e interpretações ainda não vigentes

A partir de 01.01.2023, estarão vigentes os seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

Revisão e Normas impactadas	Correlação IASB	Data de aprovação (Brasil)/ Status	Aplicável a partir de	Impactos contábeis
Pronunciamento Técnico CPC nº 50 Este Pronunciamento vem substituir a norma atualmente vigente sobre Contratos de seguro (CPC 11).	IFRS 17	07.05.2021	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 20 Pronunciamentos Técnicos CPC 11 – Contratos de seguro; CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária; CPC 23 – Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro; CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 32 – Tributos sobre o lucro; CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade; CPC 30 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação; CPC 37 – Receita de contrato com cliente; e CPC 39 – Contabilização e relatório contábil de planos de benefício de aposentadora.	<i>Classification of Liabilities as Current or Non-current; Extension of the Temporary Exemption from applying IFRS 9; Definition of Accounting Estimates; Disclosure of Accounting Policies; e Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction</i>	01.03.2022	01.01.2023 (ajuste CPC 37, aplicação imediata)	Sem impactos relevantes.
Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 21 Pronunciamentos Técnicos CPC 01 (R1) – Redução ao valor recuperável de ativos; CPC 03 (R2) – Demonstração dos fluxos de caixa; CPC 03 (R1) – Ativo intangível; CPC 15 (R1) – Combinação de negócios; CPC 18 (R2) – Investimento em coligada, em controlada e empreendimento controlado em conjunto; CPC 25 – Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes; CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis; CPC 27 – Ativo imobilizado; CPC 28 – Propriedade para investimento; CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operação descontinuada; CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados; CPC 37 (R1) – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade; CPC 39 – Instrumentos financeiros: apresentação; CPC 30 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação; CPC 37 – Receita de contrato com cliente; CPC 38 – Instrumentos financeiros; e CPC 50 – Contratos de seguro.	IFRS 9 e IFRS 17	03.11.2022	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.
Alteração no IFRS 16 O IASB emitiu alterações referentes aos contratos de arrendamentos em transações de <i>sale and leaseback</i> .	IFRS 16	Emissão a nível de IASB	01.01.2023	Não aplicável à Companhia.

i) Sistema EmpresasNet

Cabe mencionar que, no quadro “Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido” do Sistema EmpresasNet da CVM, o ajuste de avaliação patrimonial, apesar de não corresponder a “Outros Resultados Abrangentes”, está apresentado na coluna com essa indicação, em virtude de não haver opção mais apropriada para a apresentação da referida transação no demonstrativo padrão da CVM. Adicionalmente, o agrupamento “Instrumentos de dívida” realizado pela Companhia está apresentado de maneira segregada (“Empréstimos e Financiamentos”, “Debêntures” e “Ações Preferenciais Resgatáveis”) nas Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP), em função de limitação de estrutura do formulário.

j) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas em reunião do Conselho de Administração realizada em 16.02.2023.

NOTA 3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Prática contábil:

São compostos pelos numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor. Tais aplicações financeiras são mantidas com a finalidade de atender a compromissos de curto prazo, sendo mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e depósitos bancários à vista	10.778	2.529	89.742	51.915
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	309.757	2.556.143	2.105.510	5.071.186
Outras aplicações financeiras	470	536	40.635	33.305
	310.227	2.556.679	2.146.145	5.104.491
	321.005	2.559.208	2.235.887	5.156.406

As aplicações financeiras da Companhia estão concentradas, substancialmente, no fundo exclusivo Energy Renda Fixa Fundo de Investimento Exclusivo (FIE), cuja gestão é feita pelo Banco Santander. O fundo tem como política a alocação do seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco, tendo, em 31.12.2022, 100% de sua carteira em ativos com risco do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2022 e 2021 foi de cerca de 99,7% e 99,0% do CDI (taxa referencial), respectivamente.

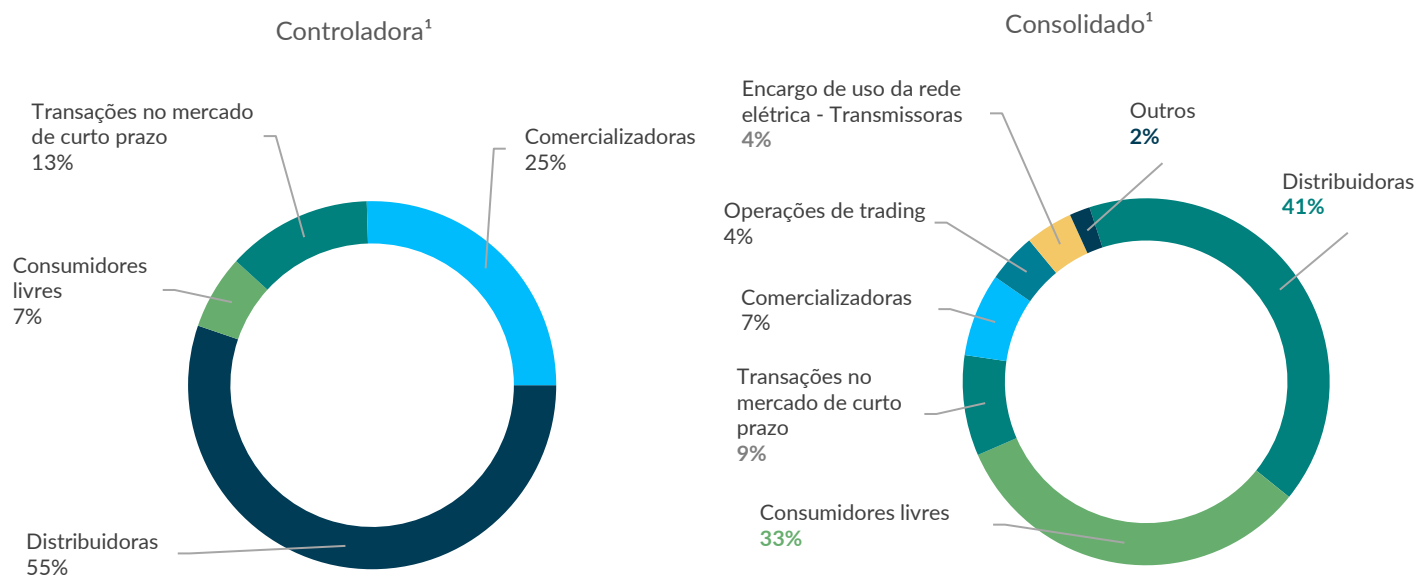
NOTA 4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Prática contábil:

São reconhecidas quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, ou seja, se fizer necessário apenas o transcorrer do tempo para sua ocorrência. Inicialmente são registradas pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, posteriormente, mensuradas pelo custo amortizado, deduzidas das perdas de crédito esperadas (*impairment*). Essas perdas esperadas são apuradas com base na experiência de perda de crédito histórica, ajustadas com base em dados observáveis recentes para refletir os efeitos e condições atuais e futuras, quando aplicável.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Distribuidoras	305.762	292.911	470.087	506.659
Consumidores livres	36.095	34.486	376.507	356.009
Transações no mercado de curto prazo	70.658	6.180	102.078	109.943
Comercializadoras	140.944	160.440	84.422	57.197
Operações de <i>trading</i>	-	-	50.086	86.100
Encargo de uso da rede elétrica - Transmissoras	-	-	48.197	2.574
Outros	-	-	20.853	19.877
Provisão para perdas de crédito esperadas	(6.180)	(6.180)	(9.113)	(24.254)
Ativo circulante	547.279	487.837	1.143.117	1.114.105
Consumidores livres	-	1.454	5.402	9.243
Distribuidoras	748	748	748	748
Ativo não circulante¹	748	2.202	6.150	9.991
	548.027	490.039	1.149.267	1.124.096

(1) Os valores referentes às contas a receber de clientes no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".



(1) Os valores referentes à provisão para perda de crédito esperado representam 1% do valor total da controladora e do consolidado.

O prazo médio de recebimento para a atividade de transmissão de energia é de, aproximadamente, 25 dias. A atividade de comercialização de energia por meio de contratos possui um prazo de, aproximadamente, 22 dias, contados do primeiro dia do mês subsequente à venda, enquanto o prazo dos valores liquidados na CCEE é de, aproximadamente, 45 dias.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Vencidos até 30 dias	-	1.486	6.691	5.242
Vencidos há mais de 30 dias				
Com perdas estimadas reconhecidas	6.180	6.180	9.113	24.254
Outros	50	8	11.556	3.205
	6.230	7.674	27.360	32.701

Em 2022, a Companhia reverteu R\$ 15 milhões de perdas de crédito esperadas, em decorrência de acordo firmado com cliente, tendo recebido os saldos que estavam em aberto. A mutação dos saldos, referente às perdas de crédito esperadas, foi a seguinte:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	(6.180)	(21.338)
Provisão	-	(2.916)
Saldos em 31.12.2021	(6.180)	(24.254)
Reversão	-	15.141
Saldos em 31.12.2022	(6.180)	(9.113)

NOTA 5. DEPÓSITOS VINCULADOS

Prática contábil:

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.



	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Garantias de posição devedora na CCEE	30.877	27.945	32.575	29.349
Depósitos para reinvestimento	-	2.466	1.944	4.410
Garantias de financiamento	-	559.487	8	559.487
Garantias de compromissos contratuais	-	-	-	45.360
Ativo circulante	30.877	589.898	34.527	638.606
Garantias de financiamento	10.741	9.106	229.090	259.164
Outros	-	-	6.880	6.268
Ativo não circulante	10.741	9.106	235.970	265.432
	41.618	599.004	270.497	904.038

a) Garantias de financiamento

As garantias de financiamento visam assegurar ao credor o pagamento dos serviços de dívida, com o BNDES, BNB, BASA e debêntures, emitidas por suas controladas, assim como o pagamento dos serviços de operação e manutenção, em caso de inadimplemento das beneficiárias, conforme previsto nos instrumentos contratuais. São constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a três meses do serviço da dívida e a três meses das despesas contratuais de operação e de manutenção. Em 09.11.2022, a Companhia liquidou a dívida com o Scotiabank e efetuou o resgate da totalidade do saldo vinculado em garantia.

b) Garantias de compromissos contratuais

Os depósitos foram efetuados com o objetivo de garantir o cumprimento de determinados compromissos contratuais assumidos pelo vendedor da Novo Estado. Em dezembro de 2022, a Companhia efetuou o resgate da totalidade do saldo depositado, dando por encerrados os compromissos assumidos.

NOTA 6. ATIVO FINANCEIRO DE CONCESSÃO

Prática contábil:

Corresponde ao direito incondicional de recebimento de caixa por meio do RBO, para recuperação do investimento na aquisição de outorgas de concessão de usinas hidrelétricas licitadas pela União. Foi registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros garantidos e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa utilizada para o cálculo do valor presente. Os ativos financeiros de concessões são remunerados pela taxa interna de retorno e pela variação do IPCA.

Em 27.09.2017, a Companhia foi vencedora do Leilão de Concessões não Prorrogadas, para a concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda, pelo período de, aproximadamente, 30 anos, a partir de 10.11.2017. O pagamento da bonificação pela outorga das concessões se deu em parcela única em 30.11.2017.

Como parte do processo do Leilão, a Companhia tem assegurado pelo Poder Concedente o direito à venda de 70% da garantia física das usinas, no Sistema de Cota de Garantia Física, garantindo, assim, o direito incondicional de receber caixa durante o período de concessão, sem riscos de demanda, de mercado e hidrológicos. Dessa forma, a parcela do montante pago pela outorga da concessão, correspondente ao valor presente dos fluxos de caixa futuros, calculado com base na taxa de desconto de referência na data do reconhecimento inicial (10,5%), a serem recebidos pela venda da energia no ACR, foi reconhecida como ativo financeiro.

O direito de extensão do prazo de concessão decorrente da repactuação do risco hidrológico, tratada na Nota 12 – Intangível, de aproximadamente 6 meses, não gerou direitos adicionais de recebimento de RBO.

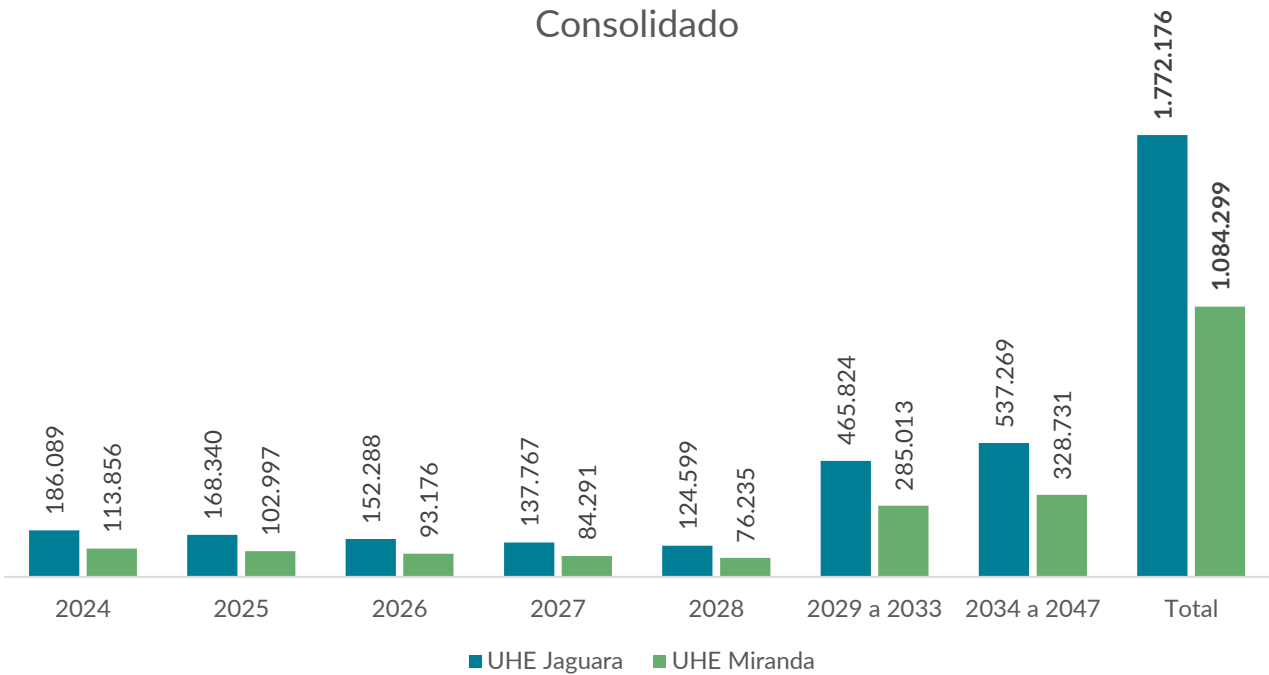
a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
UHE Jaguará	225.704	1.772.176	1.997.880	206.990	1.693.159	1.900.149
UHE Miranda	138.098	1.084.299	1.222.397	126.648	1.035.953	1.162.601
	363.802	2.856.475	3.220.277	333.638	2.729.112	3.062.750

b) Mutação do ativo financeiro de concessão

	Consolidado		
	UHE Jaguará	UHE Miranda	Total
Saldos em 31.12.2020	1.740.113	1.064.683	2.804.796
Recebimentos	(185.205)	(113.321)	(298.526)
Juros	151.559	92.729	244.288
Variação monetária	193.682	118.510	312.192
Saldos em 31.12.2021	1.900.149	1.162.601	3.062.750
Recebimentos	(203.467)	(124.496)	(327.963)
Juros	150.329	91.976	242.305
Variação monetária	150.869	92.316	243.185
Saldos em 31.12.2022	1.997.880	1.222.397	3.220.277

c) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante



NOTA 7. ATIVO DE CONTRATO

Prática contábil:

Os contratos de concessão definem o serviço público de transmissão de energia elétrica como o serviço prestado mediante a construção (implementação de infraestrutura) e a O&M de instalações de transmissão. Com base nisto, foram definidas as obrigações de performance contidas nestes contratos de concessão, que são: (i) construção e melhorias; e (ii) O&M. Desta forma, a Companhia aloca a receita proveniente destes contratos a cada uma dessas obrigações de performance, considerando os custos estimados a cada uma delas, adicionados de uma margem de lucratividade.

O ativo de contrato de transmissão corresponde à contrapartida da receita de construção de infraestrutura de transmissão ao longo da execução da obra de implantação do sistema de transmissão. O recebimento da contraprestação vinculada ao ativo de contrato ocorre por meio do recebimento da RAP alocada à obrigação de performance de construção e melhorias e depende da conclusão da obra de implantação e posterior operação e manutenção da referida infraestrutura. Os ativos de contrato são remunerados pela taxa de remuneração e pela variação do IPCA.

O reconhecimento da receita de construção de infraestrutura de transmissão considera os custos efetivamente incorridos na obra, incrementados pela margem de construção apurada para o projeto, sendo os ganhos ou as perdas (eficiências ou ineficiências na construção), identificados ao longo da fase de construção, registrados quando incorridos, de forma tempestiva, em linha de custo.

A margem de construção é auferida pela proporção do montante previsto para “o gerenciamento e/ou acompanhamento da obra” em relação ao “CAPEX do Projeto”, ambos definidos nos respectivos planos de negócios. As margens propostas, líquidas dos encargos incidentes, são suficientes para cobrir os custos de gerenciamento da construção.

Adicionalmente, na mensuração inicial do ativo de contrato, a Companhia estima, quando aplicável, a incidência do mecanismo denominado “Parcela Variável” sobre a RAP a ser recebida. Este mecanismo permite que a RAP seja aumentada ou reduzida em decorrência do desempenho do sistema de transmissão.

a) Composição

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Novo Estado	301.006	3.623.647	3.924.653	170.154	2.906.591	3.076.745
Gralha Azul	257.173	2.271.934	2.529.107	217.375	2.029.510	2.246.885
Gavião Real	-	195	195	-	-	-
	558.179	5.895.776	6.453.955	387.529	4.936.101	5.323.630

b) Mutação do ativo de contrato

	Consolidado			
	Novo Estado	Gralha Azul	Gavião Real	Total
Saldos em 31.12.2020	1.593.863	1.367.556	-	2.961.419
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	1.415.712	738.836	-	2.154.548
Perdas por ineficiência na construção	(288.659)	(180.830)	-	(469.489)
Juros	160.732	153.726	-	314.458
Variação monetária	195.917	170.688	-	366.605
Recebimentos RAP construção	(820)	(3.091)	-	(3.911)
Saldos em 31.12.2021	3.076.745	2.246.885	-	5.323.630
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	772.289	141.902	193	914.384
Perdas (ganhos) por ineficiência (eficiência) na construção	(187.896)	(29.354)	1	(217.249)
Juros	200.481	186.089	1	386.571
Variação monetária	194.510	174.038	-	368.548
Recebimentos RAP construção	(131.476)	(190.453)	-	(321.929)
Saldos em 31.12.2022	3.924.653	2.529.107	195	6.453.955
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	301.006	257.173	-	558.179
Ativo não circulante	3.623.647	2.271.934	195	5.895.776
	3.924.653	2.529.107	195	6.453.955

Em 2022, os Sistemas de Transmissão Novo Estado e Gralha Azul tiveram autorizações adicionais pela ONS de entradas em operação comercial parciais, o que representa, em 12.2022, 49% e 94% de suas RAP mensais, respectivamente.

c) Perdas (ganhos) por ineficiência (eficiência) na implementação de infraestrutura de transmissão

No decorrer da obra e da energização do projeto, esperam-se impactos positivos ou negativos em função de eventos como: (i) atrasos e custos adicionais por questões ambientais; (ii) variação dos custos das *commodities*, uma vez que cabos e estruturas são adquiridos diretamente pela Companhia; (iii) custos adicionais de servidão e negociações fundiárias; (iv) eventuais imprevistos de terraplanagem; e (v) antecipação de prazos de energização. Alterações no projeto que afetem sua lucratividade devem ser reconhecidas diretamente no resultado.

No exercício corrente, a Companhia reconheceu perda, líquida, por ineficiência na implementação de infraestrutura de transmissão de R\$ 217.249 (em 2021 houve o reconhecimento de perda, no montante de R\$ 469.489). A perda reconhecida foi motivada, substancialmente, pelo aumento do CAPEX previsto para a implantação dos Sistemas de Transmissão, bem como da postergação da entrada em operação comercial de cada etapa dos projetos.

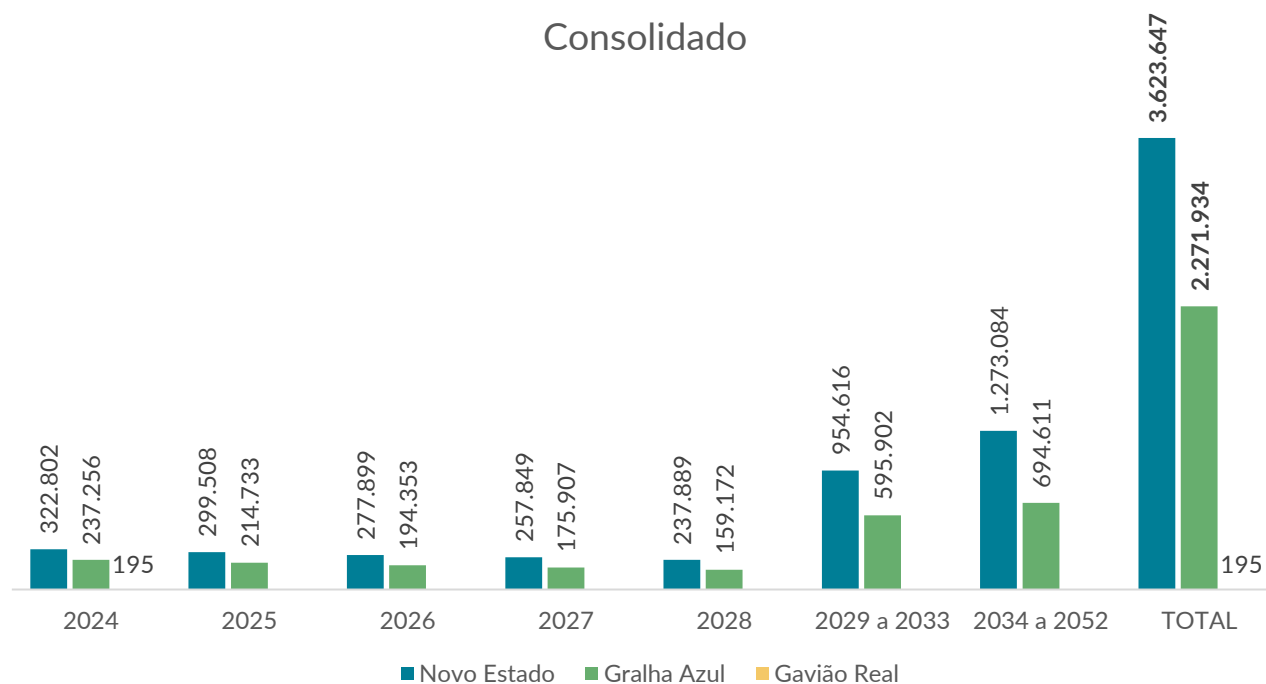
d) Premissas adotadas e outras informações relevantes

Premissas adotadas e outras informações relevantes	Novo Estado ¹	Gralha Azul	Gavião Real
Margem de construção	2,24%	2,66%	2,66%
Margem de operação e manutenção	55,55%	37,39%	20,08%
Taxa de remuneração	7,79%	10,49%	6,67%
RAP anual, líquida de encargos (valor nominal)	313.100	231.725	6.485
RAP anual – Construção (valor nominal)	270.416	207.222	6.278
CAPEX nominal estimado do projeto, em 31.12.2022	3,3 bilhões	1,8 bilhão	77,8 milhões
Índice de correção dos contratos	IPCA	IPCA	IPCA
Custo de construção incorrido até 31.12.2022	3.557.177	2.084.291	188
Estimativa para entrada total em operação comercial	04.2023	03.2023	02.2024
Data da próxima Revisão Tarifária Periódica	07.2023	07.2023	07.2028
Prazo da concessão	30 anos	30 anos	30 anos
Data assinatura contrato de concessão	08.03.2018	08.03.2018	30.09.2022
Vigência do contrato de concessão	03.2048	03.2048	09.2052
Leilão	002/2017	002/2017	01/2022
Lote adquirido	Lote 3	Lote 1	Lote 7
Deságio em relação à receita máxima determinada pela Aneel	35,7%	34,8%	59,9%
Quantidade de subestações	1	5	n/a ²
Extensão da linha de transmissão	1.800 km	1.000 km	1 km

(1) Em 18.05.2021, por meio da Resolução Autorizativa nº 9.996, a Aneel autorizou a Novo Estado a implantar reforços em instalação de transmissão sob sua responsabilidade.

(2) Aplicação em subestação de terceiros.

e) Perfil de realização do ativo de contrato apresentado no ativo não circulante



NOTA 8. ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

Prática contábil:

O ativo é classificado como mantido para venda quando o seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de venda e não por meio do seu uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e sua venda for considerada altamente provável. Esse ativo é mensurado pelo menor valor entre o seu valor contábil e o seu valor justo, líquido das despesas de venda, e apresentado de forma segregada no balanço patrimonial.

As principais categorias dos ativos e dos passivos mantidos para venda são estas:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imobilizado mantido para venda	4.577	4.577	4.577	4.577
Investimentos mantidos para venda				
Ativos	322.530	-	2.328.201	-
Passivos relacionados aos ativos	-	-	(2.005.671)	-
Ativo líquido	322.530	-	322.530	-
	327.107	4.577	327.107	4.577
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo	327.107	4.577	2.332.778	4.577
Passivo ¹	-	-	(2.005.671)	-
	327.107	4.577	327.107	4.577

(1) Apresentado na rubrica "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda".

a) Imobilizado mantido para venda

Refere-se aos bens do empreendimento termelétrico não operacional Jacuí, que haviam sido concedidos em garantia e foram recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia, em 2014, em ação de execução movida para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda da referida usina. A Companhia está em processo de venda dos ativos.

b) Investimentos mantidos para venda

Em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o contrato de compra e venda das ações da subsidiária Pampa Sul entre a Companhia e a EBC, na qualidade de vendedoras; e Grafito e Space X, na qualidade de compradoras. Com isto, foram atingidos os requisitos para classificação da subsidiária como mantida para venda.

O preço de venda de 100% da participação societária em Pampa Sul será de até R\$ 449.500, dos quais R\$ 50.000 serão pagos no fechamento da transação e o montante restante está sujeito ao atendimento das condições precedentes previstas no contrato de compra e venda.

Em 31.12.2022, a estimativa do valor de venda, líquido dos custos, era de R\$ 422.530, sendo inferior ao valor contábil da subsidiária. Desta forma, os ativos mantidos para venda estão mensurados pelo valor justo, líquido dos custos de venda a serem realizados em períodos futuros. A Companhia registrou, até 31.12.2022, o montante de R\$ 1.205.158, como provisão para redução ao valor recuperável sobre o grupo de ativos mantido para venda, referente a diferença entre seu valor contábil e seu valor justo. Esse montante foi registrado no resultado na rubrica "Provisão para redução ao valor recuperável de ativos".

	31.12.2022
Patrimônio líquido a valor contábil	1.268.447
Juros sobre capital de terceiros	259.241
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(1.205.158)
Ativo líquido	322.530
Aumento de capital a realizar até o <i>closing</i>	100.000
Valor justo	422.530

b.1) Ativos e passivos mantidos para venda

Os principais ativos e passivos da subsidiária Pampa Sul classificados como mantidos para venda em 31.12.2022 estão demonstrados a seguir:

	31.12.2022			31.12.2022	
	Valor contábil	Valor justo		Valor contábil	Valor justo
ATIVO CIRCULANTE			PASSIVO CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	61.839	61.839	Fornecedores	57.614	57.614
Contas a receber de clientes	51.971	51.971	Instrumentos de dívida	71.372	71.372
Estoques	126.300	126.300	Imposto de renda e contribuição social diferidos ¹	-	133.549
Outros ativos circulantes	67.062	67.062	Outros passivos circulantes	25.821	25.821
	307.172	307.172		154.807	288.356
ATIVO NÃO CIRCULANTE			PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Realizável a Longo Prazo			Instrumentos de dívida	1.717.157	1.717.157
Depósitos vinculados	111.331	111.331	Outros passivos não circulantes	158	158
Imposto de renda e contribuição social diferidos	33.798	33.798		1.717.315	1.717.315
Outros ativos não circulantes	4.997	4.997			
	150.126	150.126			
Imobilizado	2.678.315	1.865.947			
Intangível	4.956	4.956			
	2.833.397	2.021.029			
Total dos ativos	3.140.569	2.328.201	Total dos passivos relacionados aos ativos	1.872.122	2.005.671

(1) O montante refere-se aos tributos diferidos calculados sobre os juros sobre capital de terceiros registrados na controladora e, por este motivo, não estão apresentados líquidos dos tributos diferidos constituídos pela subsidiária Pampa Sul.

Abaixo estão apresentados os principais saldos transferidos para ativos e passivos mantidos para venda:

b.1.1) Imobilizado

b.1.1.1) Composição

	31.12.2022		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço			
Máquinas e equipamentos	2.572.980	(355.203)	2.217.777
Edificações e benfeitorias	281.134	(22.637)	258.497
Reservatórios, barragens e adutoras	197.299	(12.370)	184.929
Móveis e utensílios	1.168	(191)	977
Veículos	18	(8)	10
Direito de uso de arrendamentos	155	(73)	82
	3.052.754	(390.482)	2.662.272
Em curso			
Máquinas e equipamentos	7.514	-	7.514
Edificações e benfeitorias	8.509	-	8.509
Aquisições a ratear	20	-	20
	16.043	-	16.043
	3.068.797	(390.482)	2.678.315

b.1.1.2) Ajuste a valor justo

	31.12.2022
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	1.205.158
Juros sobre capital de terceiros	(259.241)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos ajustada	945.917
Ajuste a valor justo - Imobilizado	812.368
Ajuste a valor justo - Imposto de renda e contribuição social diferidos	133.549
Ajuste a valor justo	945.917

b.1.2) Instrumentos de dívida

b.1.2.1) Composição

	31.12.2022		
	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos			
BNDES	32.091	726.520	758.611
Encargos	2.800	-	2.800
	34.891	726.520	761.411
Debêntures			
Debêntures - 1ª emissão	10.003	386.918	396.921
Debêntures - 2ª emissão	13.315	603.719	617.034
Encargos	13.163	-	13.163
	36.481	990.637	1.027.118
	71.372	1.717.157	1.788.529

b.1.2.2) Condições contratadas

	Quantidade ¹	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	-	TJLP + 3,09% a.a. ²	Mensais	Mensais	01.2036	761.411
Debêntures						
1ª Emissão - Série 1	102.000	IPCA + 6,25% a.a.	Semestrais a partir de 10.2021	Semestrais a partir de 10.2021	04.2028	113.765
1ª Emissão - Série 2	238.000	IPCA + 7,50% a.a.	Semestrais a partir de 10.2021	Semestrais a partir de 10.2028	10.2036	288.878
2ª Emissão - Série 1	150.000	IPCA + 4,50% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	14 parcelas semestrais a partir de 10.2021	04.2028	158.136
2ª Emissão - Série 2	432.000	IPCA + 5,75% a.a.	Semestralmente a partir de 10.2021	17 parcelas semestrais a partir de 10.2028	10.2036	466.339

(1) Aplicável somente para debêntures.

(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

NOTA 9. OUTROS ATIVOS

Prática contábil

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável, ou pelo menor valor entre o custo médio ponderado e o seu valor realizável líquido, como no caso dos Estoques.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica ¹	106.097	-	106.097	-
Prêmio de riscos a apropriar - repactuação do risco hidrológico	64.256	77.272	85.507	100.596
Créditos fiscais a recuperar ²	1.066	2.398	72.183	123.448
Estoques	20.431	19.267	59.313	151.146
Alienação de subsidiária	52.287	114.233	52.287	114.233
Imposto de renda e contribuição social diferidos ²	-	-	50.579	61.135
Despesas pagas antecipadamente	25.705	18.141	43.740	38.302
Crédito de Imposto de renda e contribuição social ²	19.209	19.209	32.803	34.787
Alienações e serviços em curso	33.773	35.494	29.539	32.135
Contas a receber de clientes ³	748	2.202	6.150	9.991
Adiantamento a empregados	5.414	2.966	5.667	3.609
Outros valores a receber	50.253	68.000	107.630	90.604
	379.239	359.182	651.495	759.986

Classificação no balanço patrimonial

Ativo circulante	191.273	149.677	318.872	385.525
Ativo não circulante	187.966	209.505	332.623	374.461
	379.239	359.182	651.495	759.986

(1) Mais informações vide Nota 18 – Provisões e depósitos judiciais.

(2) Mais informações vide Nota 19 – Tributos e outras obrigações regulatórias.

(3) Mais informações vide Nota 4 – Contas a receber de clientes

a) Prêmio de risco a apropriar – Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no ACR. Como condição para a adesão ao referido acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado GSF.

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os “prêmios de risco” devidos pela Companhia, calculados a valor presente

b) Alienação de subsidiária

Corresponde à segunda parte do valor a receber pela alienação da subsidiária Diamante, cujo recebimento se dará em cinco parcelas atualizadas mensalmente pelo IPCA. Até 31.12.2022 a Companhia recebeu R\$ 74.640, equivalente a 3 parcelas, e o saldo remanescente será recebido até fevereiro de 2023.

NOTA 10. INVESTIMENTOS

Prática contábil:

Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

Investimentos em negócios em conjunto

Operações em conjunto

A Companhia mantém operações em conjunto na Itasa e em consórcios. A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica, como ocorre na Itasa, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidas de forma proporcional à participação no negócio. Nas participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica), os ativos, os passivos, as receitas e as despesas são reconhecidas diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

Empreendimento controlado em conjunto

A Companhia detém participação em empreendimento controlado em conjunto referente ao controle compartilhado da TAG. O investimento em empreendimento controlado em conjunto é inicialmente contabilizado pelo valor de custo e, posteriormente, reconhecido pelo método de equivalência patrimonial. Os resultados de empreendimento controlado em conjunto são reconhecidos na linha de “Equivalência patrimonial” na demonstração do resultado individual e consolidada, enquanto variações em outros resultados abrangentes são apresentadas como parte de outros resultados abrangentes da Companhia.

Anualmente, a Companhia avalia se há evidência objetiva de que o investimento em empreendimento controlado em conjunto sofreu perda por redução ao valor recuperável (*impairment*), sendo que esta perda é o resultado da diferença entre o valor recuperável do empreendimento controlado em conjunto e o seu valor contábil. O ágio relativo a empreendimento controlado em conjunto é incluído no valor contábil do investimento, não sendo, portanto, amortizado ou separadamente testado para fins de redução ao valor recuperável dos ativos.



Combinação de negócios na aquisição de investimentos

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como: (i) mais valia, quando o fundamento econômico está relacionado, substancialmente, ao valor justo dos ativos líquidos da controlada adquirida; e (ii) ágio, quando o montante pago supera o valor justo dos ativos líquidos e, esta diferença, representa a expectativa de geração de valor futura.

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O ágio decorrente da combinação de negócios, o qual é registrado no intangível, é testado anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Valor patrimonial do investimento	13.875.691	13.702.984	2.832.769	2.193.054
<i>Impairment</i> do valor patrimonial do investimento	-	(1.157.506)	-	-
	13.875.691	12.545.478	2.832.769	2.193.054
Mais valia na aquisição de investimentos	50.124	53.465	-	-
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	173.654	173.654	173.654	173.654
	14.099.469	12.772.597	3.006.423	2.366.708

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Controladora									
	Saldos em 31.12.2021	Aumento de capital	Redução de capital	Aquisição / Alienação de subsidiária	Impairment, líquido	Equivalência patrimonial	Dividendos	ORA e Reserva de capital¹	Transferência para ANCMV²	Saldos em 31.12.2022
Controladas										
ECP	4.339.999	1.512.296	(274.635)	-	-	496.931	(634.216)	(258.594)	-	5.181.781
Jaguara	1.323.204	-	-	-	-	212.265	(29.309)	-	-	1.506.160
ETP II	1.120.148	451.217	(200.000)	-	-	32.575	-	-	-	1.403.940
CEE	1.667.660	-	(380.000)	-	-	324.243	(247.951)	-	-	1.363.952
Miranda	881.448	-	-	-	-	135.154	(60.039)	-	-	956.563
EBC	408.461	-	-	-	-	36.734	(100.000)	-	-	345.195
Pampa Sul	325.022	104.100	-	-	(125.186)	18.599	-	(5)	(322.530)	-
Outros	99.532	270	(7.500)	(71.393)	77.534	6.456	(10.000)	-	-	94.899
Operação em conjunto										
Itasa	186.950	-	-	-	-	3.878	(396)	-	-	190.432
Empreendimento controlado em conjunto										
TAG	2.193.054	-	-	-	-	727.136	(503.750)	416.329	-	2.832.769
	12.545.478	2.067.883	(862.135)	(71.393)	(47.652)	1.993.971	(1.585.661)	157.730	(322.530)	13.875.691

(1) Equivalência patrimonial de outros resultados abrangentes e reserva de capital.

(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

	Controladora								
	Saldos em 31.12.2020	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Alienação de subsidiária	Impairment	Saldos em 31.12.2021
Controladas									
ECP	4.060.695	682.439	(598.442)	138.196	-	57.111	-	-	4.339.999
Jaguara	1.132.463	-	-	210.763	(20.022)	-	-	-	1.323.204
ETP II	490.016	781.747	-	(151.615)	-	-	-	-	1.120.148
CEE	1.735.564	-	-	389.159	(457.063)	-	-	-	1.667.660
Miranda	762.769	-	-	131.137	(12.458)	-	-	-	881.448
EBC	301.850	-	-	106.611	-	-	-	-	408.461
Pampa Sul	2.414.520	-	(880.000)	(129.549)	-	23	-	(1.079.972)	325.022
Diamante	565.276	-	(77.500)	146.581	(130.404)	-	(503.953)	-	-
Outros	159.218	18.500	-	5.080	(3.615)	(2.117)	-	(77.534)	99.532
Operação em conjunto									
Itasa	251.083	-	(78.000)	22.994	(9.127)	-	-	-	186.950
Empreendimento controlado em conjunto									
TAG	2.251.408	-	-	601.985	(682.500)	22.161	-	-	2.193.054
	14.124.862	1.482.686	(1.633.942)	1.471.342	(1.315.189)	77.178	(503.953)	(1.157.506)	12.545.478

b.1) Informações das principais controladas

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas a seguir:

31.12.2022							
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	4.184.541	11.044.013	6.060.945	5.185.431	1.509.147	498.420	99,99
Jaguara	854.409	2.607.218	1.101.058	1.506.160	526.141	212.265	99,99
ETP II	1.455.348	7.122.259	5.731.132	1.403.940	1.702.692	32.575	99,99
CEE	989.380	1.911.665	547.713	1.363.952	578.343	324.243	99,99
Miranda	582.663	1.641.489	684.926	956.563	327.026	135.154	99,99
EBC	10.038	768.880	423.685	345.195	4.755.981	36.734	99,99
Pampa Sul	1.180.792	3.196.569	1.928.122	1.527.688	672.264	18.599	99,99

31.12.2021							
	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação (%)
ECP	2.946.880	8.548.794	4.375.373	4.343.588	1.175.521	139.441	99,99
Jaguara	854.409	2.546.663	1.223.459	1.323.204	652.367	210.763	99,99
ETP II	1.204.131	6.160.956	5.054.704	1.120.148	2.743.935	(151.615)	99,99
CEE	1.369.380	2.236.209	568.549	1.667.660	633.916	389.159	99,99
Miranda	582.663	1.597.326	715.878	881.448	381.511	131.137	99,99
EBC	10.038	916.513	508.052	408.461	4.528.040	106.611	99,99
Pampa Sul	1.076.692	3.362.152	2.225.913	1.404.994	587.311	(129.549)	99,99

b.1.1) Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibítiúva, em 31.12.2022, no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados, era de R\$ 3.650 e R\$ 1.489 (R\$ 3.589 e R\$ 1.245 em 31.12.2021), respectivamente.

b.1.2) Valores capitalizados

No quadro de “Informações das principais controladas”, os montantes de “Patrimônio líquido ajustado” e de “Lucro líquido (Prejuízo) ajustado” contemplam os itens descritos abaixo.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e debêntures para a construção dos Conjuntos Eólicos Campo Largo, Umburanas – Fase I, Campo Largo II e Santo Agostinho – Fase I e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e de Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas são capitalizados durante o período de construção das Usinas nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora. Após a entrada em operação comercial os valores capitalizados são amortizados no período correspondente a amortização dos ativos imobilizados.

Os efeitos destes itens na controladora estão apresentados no quadro abaixo:

Custo da dívida capitalizado, líquido de amortização				
Patrimônio líquido		Lucro líquido (Prejuízo)		
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
ECP	202.363	170.167	32.196	7.151
Pampa Sul ¹	259.241	268.755	(9.514)	(9.514)

(1) O valor do patrimônio líquido foi transferido para a rubrica de ativos não circulantes mantidos para venda. Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

Ações preferenciais resgatáveis

No ano de 2020, a ETP II emitiu ações preferenciais resgatáveis e o custo dessa emissão foi pago pela sua controladora ENGIE Brasil Energia, no valor de R\$ 15.250. Esse custo foi capitalizado nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecido no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e será amortizado linearmente até o resgate das ações. Em 31.12.2022, o total do montante capitalizado era de R\$ 12.813. O montante de amortização reconhecido em 2022 foi de R\$ 1.083 (R\$ 13.896 e R\$ 1.083 em 2021), respectivamente.

c) Mais valia na aquisição de investimentos

Nesta rubrica está registrada a mais valia (direitos de concessão) paga na aquisição da controlada direta CEE, que têm como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica. Essa mais valia é amortizada de forma linear pelo prazo de concessão da Usina, visto que os benefícios econômicos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2022 e 2021, o montante amortizado foi de R\$ 3.341.

d) Ágio por expectativa de rentabilidade futura

O montante de R\$ 173.654, em 2022 e 2021, corresponde ao ágio por expectativa de rentabilidade futura na aquisição da sua controlada em conjunto TAG.

e) Informações sobre as subsidiárias

e.1) Controladas

e.1.1) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia.

O aumento de capital na controlada ECP destinou-se, principalmente, aos investimentos na aquisição das empresas Solairedirect e ENGIE Solar. Adicionalmente, em 2022, a Companhia reconheceu R\$ 101.851 em "Outros resultados abrangentes" e R\$ 156.743 em "Reserva de capital", totalizando R\$ 258.594 (R\$ 57.111 em 2021).

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2022.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
CECL	1.272.997	4.030.942	2.577.473	1.453.469	658.899	184.994	99,99
CETR	565.865	862.170	213.756	648.414	214.007	116.785	99,99
CESA	536.386	1.158.633	660.783	497.850	-	(10.458)	99,99
Maracanã	519.722	553.690	7.845	545.845	-	(99)	99,99
Solairedirect	502.785	1.392.806	877.534	515.272	147.174	27.127	99,99
CEUR	297.345	1.826.109	1.449.452	376.657	305.602	49.113	99,99
Assú	125.988	253.275	158.249	95.026	32.087	10.647	99,99
Ferrari	39.440	128.364	56.196	72.168	66.854	44.981	99,99
Tupan	31.879	51.407	16.972	34.435	22.013	16.620	99,99
Ibitiúva	38.501	87.361	14.348	73.013	41.697	29.788	95,00
Hidropower	22.994	41.278	14.863	26.415	20.814	15.657	99,99
Outros	122	21	-	21	-	-	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 1 – Contexto operacional.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2022, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos eram de R\$ 326.443 (R\$ 358.975 em 31.12.2021).

- Conjuntos Eólicos Campo Largo e Campo Largo II ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), cuja capacidade instalada total é de 687,9 MW. O CECL é composto por dois conjuntos eólicos constituído por duas *holdings*, Campo Largo e Campo Largo II, para concentrar os investimentos em 11 SPEs cada uma.

- Conjunto Eólico Trairí ("CETR")

O CETR é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 216,6 MW, todos localizados no município de Trairí, estado do Ceará. O conjunto é composto por duas *holdings* constituídas para concentrar os investimentos em quatro SPEs cada uma.

- Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Santo Agostinho II ("CESA")

O CESA é formado por dois conjuntos de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total é de 600,0 MW, todos localizados nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN). Os conjuntos são compostos pelo Conjunto Eólico Santo Agostinho II, composto por dez SPEs em fase de estudo e por uma *holding* (Santo Agostinho Participações Ltda.) constituída para concentrar os investimentos em 14 SPEs, as quais iniciaram a construção em 2021. Ao fim do exercício de 2022, o progresso geral da obra estava em 32,5% e a entrada em operação comercial está prevista para ocorrer, de forma gradual, a partir do final do primeiro trimestre de 2023.

- Maracanã

A Maracanã é formada por um conjunto de empreendimentos de geração eólica, cuja capacidade instalada total outorgada é de 882 MW. Sua composição é dada por uma *holding* (Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.), localizada no município de Gentio do Ouro, o qual concentra 24 SPEs que serão implantadas em fase única. O início da implantação se dará a partir da obtenção da licença ambiental de instalação, cuja obtenção está prevista para o início de 2023. A entrada em operação comercial está estimada para ocorrer de forma gradual a partir do segundo semestre de 2024.

- Solairedirect Holding ("Solairedirect")

A Solairedirect é formada por um conjunto de empreendimentos de geração fotovoltaica, cuja capacidade instalada total é de 222 MW. Sua composição é dada por dois conjuntos constituídos por duas *holdings*, Floresta e Paracatu, localizadas nos municípios de Areia Branca (RN) e Paracatu (MG), os quais concentram 3 e 4 SPEs, respectivamente.

Em 14.02.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a aquisição pela ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP"), controlada direta da Companhia, da totalidade das ações da Solairedirect, detentora dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e da ENGIE Solar, as quais eram controladas da ENGIE Solar S.A., Solairedirect Investment Management S.A. e Drankensberg Capital 1 S.A., empresas pertencentes ao Grupo ENGIE. Em 15.02.2022 foi assinado o contrato de compra e venda e após o cumprimento das condições precedentes, em 16.03.2022, foi concluída a operação de aquisição.

O preço de aquisição foi de R\$ 656.157, sendo: (i) 499.414 – relativo ao valor contábil dos ativos líquidos adquiridos; e R\$ 156.743 – decorrente da diferença entre a contraprestação transferida e o valor contábil dos ativos, registrado na rubrica "Reserva de capital" no patrimônio líquido.

(a) **Preço de compra base ajustado:** na data de fechamento da operação foi pago ao vendedor o valor de R\$ 656.157, sendo: R\$ 625.000 relativos ao preço de compra base e R\$ 31.157, correspondentes ao resultado dos ajustes de fechamento previstos no contrato.

(b) **Parcela contingente – performance de geração dos conjuntos fotovoltaicos:** O contrato de compra e venda previa um pagamento adicional atrelado à geração do ano de 2022 dos conjuntos fotovoltaicos. O contrato estipulava o pagamento de R\$ 3,5/MWh adicional (base out/2021), atualizado pelo CDI e 3,5% a.a., limitado a R\$ 50.000. No encerramento do exercício de 2022, identificou-se que a cláusula de performance não foi atendida. Dessa forma, a Companhia realizou o ajuste dos valores da transação, revertendo parte da reserva de capital que havia sido constituída, em contrapartida a baixa da obrigação condicionada.

Balço Patrimonial	Valor contábil - 16.03.2022		
	Solairdirect	ENGIE Solar	Total
ATIVO			
Ativo circulante	218.663	11.762	230.425
Caixa e equivalentes de caixa	188.609	11.261	199.870
Outros ativos circulantes	30.054	501	30.555
Ativo não circulante	1.139.191	357	1.139.548
Outros ativos não circulantes	28.771	83	28.854
Imobilizado	1.082.428	267	1.082.695
Intangível	27.992	7	27.999
Total	1.357.854	12.119	1.369.973
PASSIVO			
Passivo circulante	95.314	852	96.166
Fornecedores	19.389	153	19.542
Instrumentos de dívida	49.989	-	49.989
Outros passivos circulantes	25.936	699	26.635
Passivo não circulante	774.393	-	774.393
Instrumentos de dívida	743.736	-	743.736
Outros passivos não circulantes	30.657	-	30.657
Total	869.707	852	870.559
Ativos líquidos	488.147	11.267	499.414
	Solairdirect	ENGIE Solar	Total
Contraprestação transferida	640.869	15.288	656.157
Ativos líquidos	488.147	11.267	499.414
Reserva de capital	152.722	4.021	156.743

- Conjunto Eólico Umburanas – Fase I (“CEUR”)

O Conjunto Eólico Umburanas, localizado no estado da Bahia, município de Umburanas, possui capacidade instalada de 360,0 MW e iniciou sua operação ao longo do primeiro quadrimestre de 2019. O conjunto é composto por uma *holding* constituída para concentrar os investimentos em 18 SPEs.

- Conjunto Fotovoltaico Assú (“Assú”)

Em 2015 e 2016, a controlada direta ECP adquiriu projetos de implantação de cinco usinas fotovoltaicas, no município de Assú (RN). A ECP, por meio de sua controlada direta Assú V, desenvolveu um dos projetos adquiridos, a Usina Fotovoltaica Assú V, cuja capacidade instalada é de 30 MW e o início da operação comercial ocorreu em dezembro de 2017. Os demais projetos adquiridos, foram, em 2022, transferidos para a controlada direta Assu Sol Geração de Energia SPE S.A. (“Assu Sol”), a qual foi adquirida no final do exercício de 2021. A transação também foi realizada pela controlada direta ECP. O Conjunto Fotovoltaico é composto por 20 SPEs e está localizado no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte, com capacidade instalada total estimada de até 750 MW.

e.1.2) Companhia Energética Jaguará (“Jaguará”)

A Jaguará é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguará, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.3) ENGIE Transmissão de Energia Participações II S.A. ("ETP II")

A ETP II é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos do segmento de transmissão.

A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ETP II, relativas ao exercício findo em 31.12.2022.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
GAP	581.346	2.703.561	2.031.599	671.962	523.506	127.423	99,99
NEP	870.373	4.418.650	3.711.352	707.298	1.179.187	(93.726)	99,99

(1) Controladora de Gralha Azul Transmissão de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

(2) Controladora de Novo Estado Transmissora de Energia S.A. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

e.1.4) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), do qual é líder. O consórcio foi criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). A participação da Companhia na capacidade instalada da Usina é de 435,6 MW.

e.1.5) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. Mais informações vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

e.1.6) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

e.1.7) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota (RS), com capacidade instalada de 345,0 MW. Em novembro de 2014, a empresa comercializou, em leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos.

Em 2022, a Companhia reconheceu complemento do *impairment* registrado em 2021, no montante de R\$ 125.186, totalizando R\$ 1.205.158 (R\$ 1.079.972 em 31.12.2021), em decorrência da avaliação periódica realizada pela Companhia. O aumento de capital na controlada foi realizado para o cumprimento de obrigações de curto prazo.

A partir do 3º trimestre de 2022, em virtude da assinatura do contrato de compra e venda das quotas da subsidiária Pampa Sul, a Companhia passou a registrar seus ativos e passivos nos grupos "Ativos não circulantes mantidos para venda" e "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda", respectivamente. Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

e.1.8) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("EGSD")

A EGSD tem como objeto social o desenvolvimento, a venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.

Em 21.02.2022, após o cumprimento das condições precedentes previstas em contrato de compra e venda de ações, a Companhia vendeu a totalidade da participação acionária que detinha na EGSD. Nesta data, a subsidiária deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço da venda de 100% da participação acionária foi estimado em R\$ 14.202, composto por duas parcelas: (i) R\$ 3.300 – recebidos no fechamento da operação; (ii) 8.517 – recebidos em dezembro de 2022 e (iii) até R\$ 2.385 – relacionados a ativos e passivos supervenientes, os quais serão recebidos pela EGSD e repassados à Companhia em datas futuras, e ajuste de preço na data de fechamento, líquidos de provisões estimadas para assistência técnica sob responsabilidade da ENGIE. O montante relativo ao item (iii) está pendente de recebimento, sendo apresentado na rubrica de "Outros ativos não circulantes".

O *impairment* constituído em anos anteriores foi revertido juntamente com o reconhecimento da receita de venda e do custo do investimento. O *impairment* revertido foi de R\$ 118.362. Esses efeitos, em conjunto com o reconhecimento da receita de venda (R\$ 14.202), resultaram em um ganho reconhecido no resultado de R\$ 23.931.

As movimentações referentes a baixa do investimento estão na apresentados na linha de "Outros" do quadro de mutação.

e.1.9) Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")

A Norte Catarinense tem como objeto social a geração de energia elétrica por meio da implantação e operação do projeto desenvolvido por ela de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, situado no município de Garuva, no estado de Santa Catarina, com potência instalada de 600 MW.

Em 01.09.2022, foram cumpridas as condições previstas em contrato de compra e venda de ações. Nesta data, a subsidiária deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada. O preço da venda de 100% da participação acionária foi de R\$ 13.501 integralmente recebido no fechamento do negócio e o valor patrimonial baixado foi de R\$ 3.589. Esses movimentos resultaram em um ganho reconhecido no resultado de R\$ 9.912.

e.2) Operação em conjunto - Itá Energética S.A. ("Itasa")

A ENGIE Brasil Energia mantém uma operação em conjunto na Itasa, com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade. A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da ENGIE Brasil Energia, na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

Balanço Patrimonial	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO		
Ativo circulante	80.220	63.455
Caixa e equivalente de caixa	46.945	42.501
Outros ativos circulantes	33.275	20.954
Ativo não circulante	344.928	377.843
Realizável a longo prazo	19.007	19.578
Imobilizado	325.916	358.260
Intangível	5	5
TOTAL	425.148	441.298
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	28.697	54.135
Passivo não circulante	5.822	3.676
Patrimônio líquido	390.629	383.487
TOTAL	425.148	441.298

Demonstração do resultado	31.12.2022	31.12.2021
Receita operacional líquida	188.026	221.025
Custos da energia vendida	(171.924)	(148.599)
LUCRO BRUTO	16.102	72.426
Despesas operacionais		
Despesas gerais e administrativas	(6.276)	(2.143)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	9.826	70.283
Resultado financeiro	2.537	1.275
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	12.363	71.558
Imposto de renda e contribuição social	(4.408)	(24.390)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	7.955	47.168

e.3) Empreendimento controlado em conjunto – Transportadora Associada de Gás (“TAG”)

Em 2019, o Grupo ENGIE em conjunto com a CDPQ, assinaram o contrato de compra e venda entre a Aliança e Petrobrás, para adquirir o controle da TAG. Após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, a operação foi concluída pelo valor aproximado de R\$ 35 bilhões. Posteriormente, com o objetivo de atender às exigências do contrato de financiamento detido pela Aliança, as administrações das Companhias Aliança e TAG promoveram uma incorporação reversa da Aliança pela TAG.

A TAG possui infraestrutura de gasodutos de alta pressão com aproximadamente 4.500 km de extensão e com 12 instalações de compressão de gás (seis próprias e seis subcontratadas) e 91 pontos de entrega.

Os principais grupos do ativo e passivo da TAG nas datas de 31.12.2022 e 31.12.2021 eram estes:

Balanço Patrimonial	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO		
Ativo circulante	2.828.323	2.078.666
Caixa e equivalentes de caixa	687.711	438.756
Contas a receber de clientes	1.512.626	1.438.717
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	284.172	-
Outros ativos circulantes	343.814	201.193
Ativo não circulante	30.585.101	31.154.609
Depósitos vinculados	217.407	115.062
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	283.528	-
Outros ativos realizáveis a longo prazo	623.731	545.019
Imobilizado	26.706.311	27.742.350
Intangível	2.754.124	2.752.178
Total	33.413.424	33.233.275
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	4.341.416	3.707.266
Instrumentos de dívida	3.973.976	3.377.487
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	-	10.781
Outros passivos circulantes	367.440	318.998
Passivo não circulante	20.355.796	22.778.150
Instrumentos de dívida	15.583.937	19.631.769
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>	-	412.051
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.908.026	2.074.655
Outros passivos não circulantes	863.833	659.675
Patrimônio líquido	8.716.212	6.747.859
Total	33.413.424	33.233.275
Participação da Companhia no Patrimônio Líquido	2.832.769	2.193.054

O resultado de equivalência patrimonial da Companhia era composto pelos seguintes itens:

	2022		2021	
	12M22	Participação da Companhia	12M21	Participação da Companhia
Receita operacional líquida	8.426.186	2.738.510	7.070.792	2.298.007
Custos dos serviços prestados	(2.722.087)	(884.678)	(2.470.304)	(802.849)
Lucro bruto	5.704.099	1.853.832	4.600.488	1.495.158
Despesas gerais e administrativas	(193.230)	(62.800)	(169.395)	(55.053)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	5.510.869	1.791.032	4.431.093	1.440.105
Resultado financeiro	(2.101.550)	(683.004)	(1.620.187)	(526.561)
Lucro antes dos impostos	3.409.319	1.108.028	2.810.906	913.544
Imposto de renda e contribuição social	(1.171.976)	(380.892)	(958.642)	(311.559)
Lucro líquido da TAG	2.237.343	727.136	1.852.264	601.985
Impacto na equivalência patrimonial da EBE		727.136		601.985

NOTA 11. IMOBILIZADO

Prática contábil:

Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos instrumentos de dívida relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado, assim como os ganhos e perdas de *hedge* de fluxo de caixa registrados no patrimônio líquido que se qualificam em relação aos imobilizados. O valor presente do custo esperado para desmobilização de um ativo após seu uso, quando aplicável, é incluído no custo do respectivo ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens, exceto pelos investimentos iniciais nos ativos de geração, cujas usinas possuem concessão do serviço público. Estes investimentos são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão das usinas.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

Avaliação do valor de recuperação do imobilizado – Impairment

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

Direito de uso de arrendamentos

Os direitos de uso de arrendamentos, inicialmente, compreendem o passivo de arrendamento acrescido dos pagamentos antecipados. Esses ativos são depreciados com base na vigência dos contratos de arrendamento e avaliados no que se refere a perda por redução ao valor recuperável (*impairment*). Adicionalmente, são ajustados por qualquer nova remensuração dos passivos de arrendamento.

IMOBILIZADO					
		Taxa média de depreciação		Taxa média de depreciação	
		Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
 Máquinas e equipamentos		3,5%	3,7%	 Móveis e utensílios	6,3% 6,3%
 Reservatórios, barragens e adutoras		2,7%	2,8%	 Veículos	14,3% 14,3%
 Edificações e benfeitorias		3,2%	3,4%	 Obrigações especiais	4,6% 4,6%
 Direito de uso de arrendamento		14,8%	3,6%		

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	4.231.372	(2.778.303)	1.453.069	4.225.096	(2.670.299)	1.554.797
Reservatórios, barragens e adutoras	5.128.148	(3.683.489)	1.444.659	5.125.655	(3.563.538)	1.562.117
Edificações e benfeitorias	1.285.953	(930.116)	355.837	1.285.705	(895.499)	390.206
Direito de uso de arrendamentos	37.087	(20.512)	16.575	35.649	(14.852)	20.797
Móveis e utensílios	9.038	(5.352)	3.686	8.848	(4.955)	3.893
Veículos	1.402	(1.193)	209	2.242	(1.967)	275
Obrigações especiais	(43.122)	12.054	(31.068)	(43.122)	10.179	(32.943)
	10.649.878	(7.406.911)	3.242.967	10.640.073	(7.140.931)	3.499.142
Em curso						
Máquinas e equipamentos	83.150	-	83.150	57.031	-	57.031
Adiantamentos a fornecedores	48.694	-	48.694	28.587	-	28.587
Aquisições a ratear	21.674	-	21.674	17.656	-	17.656
Reservatórios, barragens e adutoras	1.211	-	1.211	3.363	-	3.363
Edificações e benfeitorias	1	-	1	178	-	178
	154.730	-	154.730	106.815	-	106.815
	10.804.608	(7.406.911)	3.397.697	10.746.888	(7.140.931)	3.605.957

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido
Em serviço						
Máquinas e equipamentos	13.837.775	(4.845.163)	8.992.612	14.477.081	(4.547.079)	9.930.002
Reservatórios, barragens e adutoras	7.108.635	(4.546.177)	2.562.458	7.302.708	(4.376.635)	2.926.073
Edificações e benfeitorias	1.782.051	(1.120.308)	661.743	2.063.775	(1.084.261)	979.514
Direito de uso de arrendamentos	209.730	(38.247)	171.483	172.998	(27.840)	145.158
Móveis e utensílios	11.617	(6.099)	5.518	12.625	(5.954)	6.671
Veículos	4.050	(3.308)	742	4.540	(3.531)	1.009
Obrigações especiais	(43.247)	12.054	(31.193)	(43.247)	10.179	(33.068)
	22.910.611	(10.547.248)	12.363.363	23.990.480	(10.035.121)	13.955.359
Em curso						
Máquinas e equipamentos	330.287	-	330.287	200.473	-	200.473
Reservatórios, barragens e adutoras	2.120	-	2.120	7.308	-	7.308
Edificações e benfeitorias	95.373	-	95.373	44.184	-	44.184
Adiantamentos a fornecedores	1.089.817	-	1.089.817	255.177	-	255.177
Aquisições a ratear	315.999	-	315.999	61.444	-	61.444
	1.833.596	-	1.833.596	568.586	-	568.586
	24.744.207	(10.547.248)	14.196.959	24.559.066	(10.035.121)	14.523.945

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora							Total
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	
Saldos em 31.12.2020	1.611.984	1.685.413	428.910	23.568	4.529	136.066	(41.353)	3.849.117
Ingressos	-	-	-	-	-	55.243	-	55.243
Reversão de <i>impairment</i>	1.072	-	11	-	-	-	-	1.083
Remensuração	-	-	-	2.339	-	-	-	2.339
Transferências	72.231	10.692	1.512	-	59	(84.494)	-	-
Baixas	(10.128)	-	(8)	-	(1)	-	6.533	(3.604)
Depreciação	(120.362)	(133.988)	(40.219)	(5.110)	(419)	-	1.877	(298.221)
Saldos em 31.12.2021	1.554.797	1.562.117	390.206	20.797	4.168	106.815	(32.943)	3.605.957
Ingressos	-	-	-	-	-	64.261	-	64.261
Remensuração	-	-	-	1.437	-	-	-	1.437
Transferências	14.880	673	(281)	-	1.074	(16.346)	-	-
Baixas	(1.296)	(21)	-	-	(846)	-	-	(2.163)
Depreciação	(115.312)	(118.110)	(34.088)	(5.659)	(501)	-	1.875	(271.795)
Saldos em 31.12.2022	1.453.069	1.444.659	355.837	16.575	3.895	154.730	(31.068)	3.397.697

	Consolidado							Total
	Máquinas e equipamentos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Direito de uso de arrendamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	
Saldos em 31.12.2020	9.960.357	3.123.866	980.114	147.002	9.624	1.505.547	(41.671)	15.684.839
Ingressos	-	-	-	34	-	1.004.300	-	1.004.334
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	33.780	-	33.780
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	80.159	-	80.159
<i>Impairment</i> , líquido	(1.014.165)	-	5.855	(1.030)	223	-	-	(1.009.117)
Transferências	1.852.099	18.189	74.826	-	342	(1.945.456)	-	-
Baixa por alienação de subsidiária	(271.808)	(2.873)	(16.303)	-	(1.234)	(109.744)	184	(401.778)
Remensuração	-	-	-	8.351	-	-	-	8.351
Baixas	(11.566)	-	(8)	-	(2)	-	6.714	(4.862)
Depreciação	(584.915)	(213.109)	(64.970)	(9.199)	(1.273)	-	1.705	(871.761)
Saldos em 31.12.2021	9.930.002	2.926.073	979.514	145.158	7.680	568.586	(33.068)	14.523.945
Ingressos	-	-	-	1.958	-	1.326.742	-	1.328.700
Ingresso - Provisão de desmobilização	-	-	-	-	-	25.881	-	25.881
Aquisição de subsidiárias	1.042.096	-	6	29.112	340	11.141	-	1.082.695
Remensuração	-	-	-	5.258	-	-	-	5.258
Alienação de subsidiária	(10.243)	(3.588)	-	-	(9)	-	-	(13.840)
Reversão de estimativas ¹	-	-	-	-	-	(3.000)	-	(3.000)
Juros, V.M. e deprec. capitalizados	-	-	-	-	-	104.262	-	104.262
<i>Impairment</i> ²	(169.633)	-	(5.344)	-	-	-	-	(174.977)
Transferências	169.171	5.825	4.564	-	1.648	(181.208)	-	-
Transferências para ANCMV ³	(1.402.596)	(184.929)	(258.590)	(42)	(982)	(18.808)	-	(1.865.947)
Baixas	(24.579)	(21)	-	-	(862)	-	-	(25.462)
Depreciação	(541.606)	(180.902)	(58.407)	(9.961)	(1.555)	-	1.875	(790.556)
Saldos em 31.12.2022	8.992.612	2.562.458	661.743	171.483	6.260	1.833.596	(31.193)	14.196.959

(1) Reversão de estimativas de desembolso futuro da construção do Conjunto Eólico CLWP Fase 2.

(2) Foram constituídos *impairment* de Pampa Sul e Lages, e revertido *impairment* de Pampa Sul e EGSD. Maiores detalhes são abordados em quadro específico nessa nota explicativa.

(3) ANCMV Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Composição do imobilizado em serviço, por tipo de usinas geradoras e sistemas de transmissão

IMOBILIZADO EM SERVIÇO					
		Taxa média de depreciação		Taxa média de depreciação	
		Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
 Eólicas		Não possui	3,8%	 Biomassa	Não possui 5,7%
 Hidroelétricas		2,9%	3,2%	 Transmissão	Não possui 12,1%
 Solar		Não possui	3,8%	 Termoelétricas	Não possui 4,1%
 PCH		Não possui	4,0%	 Outros	5,3% 8,9%

Controladora				
31.12.2022			31.12.2021	
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	10.550.452	(7.343.219)	3.207.233	3.463.600
Outros	99.426	(63.692)	35.734	35.542
	10.649.878	(7.406.911)	3.242.967	3.499.142
Consolidado				
31.12.2022			31.12.2021	
	Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Eólicas	6.738.721	(1.004.057)	5.734.664	5.976.278
Hidrelétricas	13.715.445	(8.766.174)	4.949.271	5.379.768
Solar	1.485.275	(217.558)	1.267.717	217.137
PCH	348.865	(203.477)	145.388	159.034
Biomassa	353.965	(218.610)	135.355	167.817
Transmissão ¹	401	(49)	352	20
Termelétricas	-	-	-	1.994.540
Outros	267.939	(137.323)	130.616	60.765
	22.910.611	(10.547.248)	12.363.363	13.955.359

(1) Apenas os bens administrativos relacionados ao segmento de transmissão são registrados como imobilizado. Mais informações vide Nota 7 – Ativo de contrato.

c) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, refletem a vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Correlação com quadro "a"	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Geradores	Máquinas e equipamentos	3,3	30
Caldeiras	Máquinas e equipamentos	4,0	25
Turbinas hidráulicas	Máquinas e equipamentos	2,5	40
Turbinas eólicas (aerogeradores)	Máquinas e equipamentos	5,0	20
Reservatórios e barragens	Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	50
Edificações e benfeitorias	Edificações e benfeitorias	3,3	30
Casas de força	Edificações e benfeitorias	2,0	50
Equipamentos gerais	Máquinas e equipamentos/Móveis e utensílios/Veículos	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2022 e 31.12.2021, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Máquinas e equipamentos	911.916	797.020	942.545	804.147
Reservatórios, barragens e adutoras	721.965	713.327	721.965	715.783
Edificações e benfeitorias	254.812	59.398	254.953	59.689
Móveis e utensílios	2.222	2.075	2.327	2.197
Veículos	975	1.741	2.044	2.414
	1.891.890	1.573.561	1.923.834	1.584.230

c.1) Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas Hidrelétricas concessionárias

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão.

Dessa forma, esses ativos são depreciados com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da sua renovação.

d) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das IFRS e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

d.1) Mutação do ajuste a valor justo

	Consolidado
	Ajuste a valor justo
Saldo em 31.12.2020	427.617
Baixa por alienação de subsidiária	143.205
Depreciação	(65.849)
Saldo em 31.12.2021	504.973
Baixa de ativos por substituição	(2.410)
Depreciação	(61.621)
Saldo em 31.12.2022	440.942

e) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação IFRS 3 – Combinação de negócios que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

A Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição.

O saldo das concessões de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2022 é de R\$ 447.030 (R\$ 480.619 em 31.12.2021), na controladora, e de R\$ 521.658 (R\$ 559.849 em 31.12.2021), no consolidado.

f) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos instrumentos de dívida e às concessões a pagar, bem como os encargos financeiros e depreciação vinculados aos contratos de arrendamentos são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas e, quando da conclusão da construção, transferidos para o imobilizado em serviço. A taxa de capitalização utilizada na determinação do montante dos custos de instrumentos de dívida elegíveis à capitalização foi entre 12,3% e 15,8%.

g) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. Seguem *impairments* registrados em 2022 e 2021:

	Consolidado	
	2022	2021
Constituição de <i>impairment</i> de ativos imobilizados	(227.718)	(1.089.435)
Pampa Sul	(206.862)	(1.079.972)
Lages	(20.856)	-
EGSD	-	(9.463)
Reversão de <i>impairment</i> de ativos imobilizados	52.741	81.348
Pampa Sul	43.278	-
EGSD	9.463	-
Diamante	-	57.927
Lages	-	22.338
Outros	-	1.083
<i>Impairment</i> de ativos imobilizados, líquido	(174.977)	(1.008.087)
Reversão (Constituição) de <i>impairment</i> de outros	108.899	(68.071)
EGSD	108.899	(68.071)
<i>Impairment</i> total	(66.078)	(1.076.158)

Constituição de *impairment*: (i) R\$ 206.862 em decorrência das negociações para a venda da subsidiária Pampa Sul; e (ii) R\$ 20.856 relativos ao aumento nos custos de fornecimento de matéria prima. Mais informações sobre Pampa Sul vide Nota 10 – Investimentos.

Reversão de *impairment*: (i) R\$ 118.362 referente a venda da EGSD, sendo R\$ 9.463 referente a valores de imobilizados e R\$ 108.899 referente a valores de outros ativos; e (ii) R\$ 43.278, em decorrência da evolução das negociações do processo de venda da subsidiária Pampa Sul. Maiores informações, vide Nota 10 – Investimentos.

h) Provisão de desmobilização

A Companhia mantém reconhecido, em contrapartida do seu imobilizado, a provisão dos custos decorrentes da desmobilização de seus parques eólicos e solares, com base no valor presente dos fluxos de caixa esperados para o cumprimento da obrigação de retirada dos ativos relacionados a esses parques e de restauração do local ao final dos prazos de autorização.

	Taxa de desconto (a.a.)	Prazo de amortização	Consolidado			
			31.12.2022		31.12.2021	
			Custo	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Conjunto Eólico Umburanas	3,59%	2049 e 2050	73.504	(4.702)	68.802	70.371
Conjunto Eólico Campo Largo	3,59%	2050 e 2052	56.962	(2.554)	54.408	55.258
Conjunto Eólico Trairi	3,59%	2041 e 2045	56.849	(3.133)	53.716	54.762
Conjunto Eólico Campo Largo II	3,59%	2054	33.453	(610)	32.843	33.238
Conjunto Fotovoltaico Paracatu	6,05%	2051	10.438	(72)	10.366	-
Unidade de Cogeração Lages	5,80%	2032	8.845	(424)	8.421	-
Conjunto Fotovoltaico Floresta	6,05%	2051	6.598	(46)	6.552	-
Assú V	3,61%	2051	3.308	-138	3.170	3.240
			249.957	(11.679)	238.278	216.869

A taxa real de desconto utilizada para o cálculo do valor presente foi determinada nas taxas de títulos públicos com vencimento similar ao do término das autorizações.

NOTA 12. INTANGÍVEL

Prática contábil:

São registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio.

Adicionalmente, a Companhia reconheceu em 2020 e 2021 o intangível oriundo do direito de extensão de concessão, em decorrência da adesão à repactuação do risco hidrológico de forma a compensar a Companhia pelos custos incorridos no passado, conforme previsto nas Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021, ao valor justo, o qual é, usualmente, equivalente ao valor definido e disponibilizado pela Aneel. Este direito foi reconhecido no momento em que o direito se tornou virtualmente certo, em contrapartida da rubrica "Repactuação do risco hidrológico".

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados pelo método linear, com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização. Os intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente para avaliação de perda por redução ao valor recuperável (*impairment*).

Avaliação do valor de recuperação do intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

INTANGÍVEL CONTROLADORA



Direito de extensão
de concessão

até 2040



Direito de uso de
ativos

até 2027

INTANGÍVEL CONSOLIDADO



Direito de extensão
de concessão

até 2048



Direitos de projetos -
Solar em operação

até 2051



Bonificação pela outorga
Usinas cotistas

até 2048



Direito de uso
de ativos

até 2027



Direitos de projetos -
Eólicos em operação

até 2054



Direito de compra
de energia

até 2023

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão ¹	2.397.705	(232.118)	2.165.587	2.404.041	(105.795)	2.298.246
Direito de uso de ativos	191.992	(91.729)	100.263	174.139	(65.209)	108.930
	2.589.697	(323.847)	2.265.850	2.578.180	(171.004)	2.407.176

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido
Direito de extensão de concessão ¹	2.552.169	(233.186)	2.318.983	2.558.505	(106.254)	2.452.251
Bonificação pela outorga - Usinas cotistas						
Jaguara	620.327	(106.581)	513.746	620.327	(85.952)	534.375
Miranda	411.223	(70.654)	340.569	411.223	(56.979)	354.244
	1.031.550	(177.235)	854.315	1.031.550	(142.931)	888.619
Direitos de projetos - em operação						
Eólicos em operação	110.793	(15.432)	95.361	110.793	(11.807)	98.986
Solar em operação	29.538	(4.556)	24.982	3.039	(523)	2.516
	140.331	(19.988)	120.343	113.832	(12.330)	101.502
Direitos de projetos - em desenvolvimento						
Sistema de transmissão Novo Estado	236.021	-	236.021	236.021	-	236.021
Eólicos em construção / desenvolvimento	353.258	-	353.258	76.376	-	76.376
Solar em construção / desenvolvimento	39.897	-	39.897	56.163	-	56.163
	629.176	-	629.176	368.560	-	368.560
	769.507	(19.988)	749.519	482.392	(12.330)	470.062
Direito de uso de ativos	326.663	(118.942)	207.721	308.654	(91.852)	216.802
Direito de compra de energia	64.561	(60.155)	4.406	64.561	(54.139)	10.422
	4.744.450	(609.506)	4.134.944	4.445.662	(407.506)	4.038.156

(1) Os direitos de extensão de concessão provenientes de consórcios serão amortizados no período de extensão de forma a refletir o padrão de consumo dos benefícios econômicos futuros.

a.1) Direito de extensão de concessão – repactuação do risco hidrológico

Em 08.09.2020 entrou em vigor a Lei nº 14.052, que alterou em partes a Lei nº 13.203, de 2015, e estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895, a qual estabeleceu a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico, e no dia 15.12.2020, após a reunião do Conselho de Administração, foi aprovada a adesão da Companhia à referida repactuação do risco hidrológico.

Em 02.03.2021, a CCEE publicou a revisão nos cálculos de compensação, resultando em acréscimo de dias de extensão para algumas usinas da Companhia. As Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021, homologaram o prazo de extensão da outorga das mesmas.

No exercício de 2021, a Companhia concluiu o processo de formalização para adesão ao acordo nas condições apresentadas pelas Resoluções Homologatórias supracitadas, inclusive para as Usinas nas quais participa por meio de consórcio, para as quais obteve concordância de todas as consorciadas ao fim de 2021.

No exercício de 2022, não houve movimentações relevantes dos saldos de repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, exceto pela amortização do exercício, que está sendo realizada linearmente até o prazo final da extensão.

Os valores de custo das extensões dos prazos de concessão e montantes por usina são apresentados abaixo:

Usinas	Intangível	Amortização Acumulada	Saldos em 31.12.2022	Extensão de concessão (anos)
Salto Santiago	550.400	(106.216)	444.184	2,1
Salto Osório	429.433	(83.138)	346.295	2,5
Cana Brava	151.971	(13.335)	138.636	2,4
Passo Fundo	96.472	(18.677)	77.795	2,5
São Salvador	76.571	(5.111)	71.460	3,1
Ponte de Pedra	69.851	(5.641)	64.210	2,4
Consórcio				
Itá	540.862	-	540.862	2,2
Machadinho	482.145	-	482.145	3,2
Controladora	2.397.705	(232.118)	2.165.587	20
Estreito	137.846	-	137.182	5,1
Jaguara	10.329	(664)	10.329	0,5
Miranda	6.289	(404)	5.885	0,5
Consolidado	2.552.169	(233.186)	2.318.983	

a.2) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 6 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia no ACL. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.3) Direitos de projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias, dos estudos de incidência de radiação solar e dos contratos de arrendamentos adquiridos juntamente com as empresas, na data de aquisição. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

a.4) Sistema de Transmissão Novo Estado e Direito de concessão – Novo Estado

No exercício de 2019, foi aprovado a aquisição da totalidade das ações da Sterlite Novo Estado Energia S.A., atualmente denominada Novo Estado, pela NEP, controlada indireta da Companhia.

A Companhia apurou um direito de concessão oriundo do reconhecimento do passivo fiscal diferido de R\$ 80.247. Os efeitos da mais valia e do direito de concessão identificados estão apresentados nas linhas de “Direitos de projetos – em desenvolvimento – Sistema de transmissão Novo Estado” e “Direito de uso de ativos” na tabela de composição apresentada nesta Nota.

b) Mutações do ativo intangível

	Controladora		
	Direito de extensão de concessão	Direito de uso de ativos	Total
Saldos em 31.12.2020	967.681	67.854	1.035.535
Ingresso	1.436.360	66.125	1.502.485
Baixa	-	(4.532)	(4.532)
Amortização	(105.795)	(20.517)	(126.312)
Saldos em 31.12.2021	2.298.246	108.930	2.407.176
Ingressos	-	18.882	18.882
Baixas	(6.336)	-	(6.336)
Amortização	(126.323)	(27.549)	(153.872)
Saldos em 31.12.2022	2.165.587	100.263	2.265.850

	Direito de extensão de concessão	Bonificação pela outorga	Direito de projetos	Direito de uso de ativos	Direito de compra de energia	Total
Saldos em 31.12.2020	967.681	922.922	440.081	166.869	16.437	2.513.990
Ingresso	1.590.825	-	44.008	65.338	-	1.700.171
Transferência	-	-	(10.720)	10.720	-	-
Baixas	-	-	-	(4.532)	-	(4.532)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	-	(93)	-	(93)
Amortização	(106.255)	(34.303)	(3.307)	(21.500)	(6.015)	(171.380)
Saldos em 31.12.2021	2.452.251	888.619	470.062	216.802	10.422	4.038.156
Ingressos ¹	-	-	276.882	19.935	-	296.817
Baixas	(6.336)	-	-	(511)	-	(6.847)
Aquisição de subsidiárias	-	-	23.302	4.697	-	27.999
Reversão de parcela adicional contratual ²	-	-	(16.266)	-	-	(16.266)
Transferência para ANCMV ³	-	-	-	(4.956)	-	(4.956)
Amortização	(126.932)	(34.304)	(4.461)	(28.246)	(6.016)	(199.959)
Saldos em 31.12.2022	2.318.983	854.315	749.519	207.721	4.406	4.134.944

(1) Os ingressos referem-se, principalmente: (i) R\$ 276.882 à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Serra do Assuruá; e (ii) R\$ 3.802 à aquisição das ações de emissão da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A. Maiores detalhes, vide item “b.1” nessa mesma Nota.

(2) Reversão de pagamento das obrigações contratuais (*earn-out*), devido ao não cumprimento das mesmas, oriunda da aquisição do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol.

(3) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá

Em 21.06.2022, após o cumprimento das condições precedentes, foi concluída a aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá junto à PEC pela ECP. A aquisição inclui a totalidade das ações de emissão da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A., subsidiária da PEC, e dos direitos relacionados à exploração do projeto eólico, o qual está localizado no município de Gentio do Ouro, estado da Bahia e tem capacidade instalada total já outorgada de 882 MW. A Companhia tem a expectativa de implantar 846 MW.

Na data de conclusão da operação de aquisição, o preço, incluindo o pagamento estimado das parcelas condicionais, foi apurado em, aproximadamente, R\$ 281 milhões, sendo R\$ 25 milhões pagos na mesma data. Os demais pagamentos serão realizados conforme o cumprimento de marcos relacionados ao cronograma de desenvolvimento do projeto, com estimativa de pagamento durante o exercício de 2023.

c) Redução ao valor recuperável de ativos (impairment)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização.

Em 31.12.2022 e 31.12.2021, não foram identificadas evidências de ativos intangíveis com custos registrados em montante superior aos seus valores de recuperação.

NOTA 13. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fornecedores de imobilizado e intangível	14.867	40.614	156.636	204.422
Energia elétrica comprada para revenda	48.165	38.845	129.650	187.840
Fornecedores de materiais e serviços	37.060	28.184	106.767	85.633
Encargos de uso da rede elétrica	41.570	37.188	63.470	63.592
Operações de <i>trading</i>	-	-	53.296	59.090
Arrendamentos a pagar	8.529	6.669	23.990	19.568
Transações no mercado de curto prazo	-	38.969	1.203	39.288
Combustíveis fósseis e biomassa	-	-	386	10.097
Passivo circulante	150.191	190.469	535.398	669.530
Arrendamentos a pagar	815	5.732	131.708	106.816
Fornecedores de imobilizado e intangível	7.471	7.471	15.221	14.625
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	6.880	6.268
Passivo não circulante¹	8.286	13.203	153.809	127.709
	158.477	203.672	689.207	797.239

(1) Os valores referentes aos fornecedores a pagar no longo prazo estão apresentados como parte da rubrica "Outros passivos não circulantes".

O prazo médio de pagamento da Companhia é de, aproximadamente, 30 dias e sobre os saldos não há incidência de juros, exceto por estimativas de desembolsos futuros de imobilizado, apresentadas nas rubricas de "Fornecedores de imobilizado e intangível", cuja expectativa de pagamento reflete na segregação entre circulante e não circulante.

a) Operações de arrendamento

Prática contábil

Os arrendamentos a pagar são inicialmente mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros, descontado pela taxa incremental de financiamento, uma vez que a taxa de juros implícita no arrendamento não é facilmente determinável. O fluxo de pagamentos futuros compreende pagamentos variáveis que dependam de índice ou taxa.

Posteriormente, o passivo de arrendamento é mensurado pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, e remensurado (com correspondente ajuste no direto de uso relacionado) quando há modificação, mudança no prazo do arrendamento, alteração nos pagamentos futuros motivada, por exemplo, por atualizações monetárias, ou alteração na avaliação de uma opção de compra do ativo subjacente.

Os pagamentos variáveis de arrendamento que não dependem de um índice ou taxa são reconhecidos como despesas no período em que ocorrem. Adicionalmente, a Companhia aplica a isenção de reconhecimento de arrendamentos de curto prazo, ou seja, arrendamentos de ativos cujo prazo de arrendamento seja igual ou inferior a 12 meses a partir da data de início, e de ativos de baixo valor individual, os quais são reconhecidos como despesa ao longo do prazo do arrendamento.

A Companhia avalia, na data de início de cada contrato, se esse contrato é ou contém um arrendamento e aplica uma abordagem única de reconhecimento e mensuração, exceto para arrendamentos de curto prazo e de ativos de baixo valor individual.

a.1) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	14.293	123.972
Ingresso	-	34
Remensuração	2.339	8.351
Juros	2.040	13.199
Adiantamentos	-	(582)
Amortizações	(6.271)	(18.590)
Saldos em 31.12.2021	12.401	126.384
Ingresso	-	1.958
Remensuração	1.437	5.258
Juros ¹	2.071	13.909
Juros capitalizados	-	280
Aquisição de subsidiárias	-	30.494
Amortizações	(6.565)	(22.529)
Transferência para passivos relacionados a ANCMV ²	-	(56)
Saldos em 31.12.2022	9.344	155.698
Passivo circulante	8.529	23.990
Passivo não circulante	815	131.708

(1) Valores brutos de PIS e Cofins.

(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

Os arrendamentos a pagar foram mensurados ao valor presente dos fluxos de pagamentos futuros. As taxas de desconto médias utilizadas para cálculo do valor presente foram de 9,0% e 10,2% para o prédio da sede administrativa e para os terrenos onde estão ou serão construídos os parques eólicos e solares, respectivamente, e representam a taxa incremental de financiamento.

a.2) PIS e Cofins a recuperar

Os contratos de aluguel da Sede – ENGIE e de arrendamentos dos terrenos dos Conjuntos Eólicos Campo Largo II e Assú V são passíveis de recuperação de PIS e Cofins no ano de 2022 e, portanto, possuem direito potencial de PIS e Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos, conforme os períodos previstos para pagamento nos quais é previsto o regime de tributação pelo lucro real para estas empresas.

O reconhecimento do PIS e Cofins a recuperar foi registrado em contrapartida às rubricas de despesa de depreciação do Direito de uso de arrendamentos e de despesa de juros do passivo de arrendamento, no resultado do período. O quadro abaixo tem como finalidade a conciliação dos valores reconhecidos nestes itens:

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2022		31.12.2021		31.12.2022		31.12.2021	
	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação	Juros	Depreciação
Valores brutos	2.071	5.658	2.040	5.110	14.189	9.517	13.199	9.199
PIS e Cofins creditados	(132)	(512)	(80)	(707)	(340)	(567)	(307)	(524)
Valores capitalizados	-	-	-	-	(280)	(148)	(601)	(200)
Valores líquidos no resultado	1.939	5.146	1.960	4.403	13.569	8.802	12.291	8.475

a.3) Vencimentos dos arrendamentos a pagar apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento	Valores não descontados	Juros embutidos	Saldo passivo arrendamento
2024	2.910	(2.095)	815	20.315	(2.274)	18.041
2025	-	-	-	17.401	(3.834)	13.567
2026	-	-	-	17.062	(5.091)	11.971
2027	-	-	-	17.062	(6.258)	10.804
2028	-	-	-	17.062	(7.316)	9.746
2029 a 2033	-	-	-	83.297	(48.030)	35.267
2034 a 2038	-	-	-	79.209	(59.816)	19.393
2039 em diante	-	-	-	279.315	(266.396)	12.919
Arrendamentos a pagar	2.910	(2.095)	815	530.723	(399.015)	131.708

a.4) Pagamentos de arrendamentos de aluguéis variáveis, ativos de baixo valor individual e de curto prazo

No exercício de 2022, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 603 (R\$ 1.988 em 2021) e R\$ 11.087 (R\$ 10.736 em 2021), na controladora e no consolidado, respectivamente, referente a custos e despesas relacionadas ao pagamento de aluguéis variáveis e de curto prazo e ativos de baixo valor individual, conforme isenção aplicada pela Companhia.

a.5) Análise do impacto da inflação nos contratos de arrendamento

A Companhia, na mensuração e na remensuração de seu passivo de arrendamento e do direito de uso de arrendamentos, procedeu ao uso da técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar inflação projetada nos fluxos a serem descontados, haja vista vedação imposta pela norma contábil.

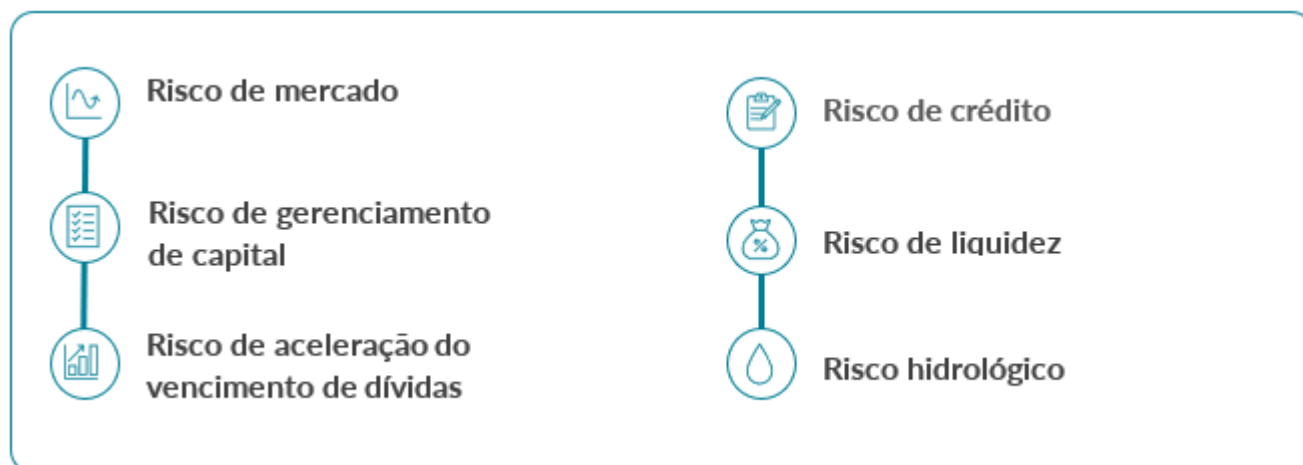
Desta maneira, para atender orientações das áreas técnicas da CVM são apresentados os saldos comparativos do passivo de arrendamento, do direito de uso de arrendamentos, da despesa financeira e da despesa de depreciação do exercício de 2022.

	Controladora	Consolidado
Passivo leasing saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	9.344	155.698
Com efeito da inflação	9.655	165.796
	3,33%	6,49%
Direito de uso de arrendamentos, líquido saldo final		
Conforme apresentado IFRS 16	16.576	171.483
Com efeito da inflação	16.804	188.836
	1,38%	10,12%
Despesa financeira		
Conforme apresentado IFRS 16	2.071	14.189
Com efeito da inflação	2.183	14.954
	5,39%	5,39%
Despesa de depreciação		
Conforme apresentado IFRS 16	5.658	10.702
Com efeito da inflação	5.741	11.271
	1,47%	5,32%

NOTA 14. GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Fórum de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) analisar e propor contribuições à minuta da Matriz de Riscos e Oportunidades; (ii) contribuir com a identificação de outros riscos e oportunidades empresariais; e (iii) aprovar proposta de Matriz de Riscos e Oportunidades a ser encaminhada para aprovação da Diretoria Executiva.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:



a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas e preços de energia nas operações que acarretam exposição à Companhia.

Esses riscos são monitorados pelo Fórum Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco, exceto pelas operações de *trading* de energia, as quais estão descritas no item “a.4” abaixo.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas e concessões com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros e de índices financeiros aplicados aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à variação inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2018, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP. A partir de 01.01.2019, a Companhia não celebrou qualquer contrato indexado à TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e os saldos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Fórum Financeiro. Em 31.12.2022, a Companhia não mantinha compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse protegida por *hedge*.

Os instrumentos financeiros derivativos de operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i>				
Ativo circulante				
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	2.561	-	2.561
Hedge de fluxo de caixa - obrigações	-	-	-	40.016
	-	2.561	-	42.577
Ativo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	-	165.442	-	165.442
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	31.981	18.713
	-	165.442	31.981	184.155
Posições ativas	-	168.003	31.981	226.732
Passivo circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(73.369)	(51.401)	(94.625)	(98.993)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(31.288)	-
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	(5.231)	-	(5.231)
	(73.369)	(56.632)	(125.913)	(104.224)
Passivo não circulante				
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(114.725)	-	(114.725)	(5.786)
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(43.815)	-
	(114.725)	-	(158.540)	(5.786)
Posições passivas	(188.094)	(56.632)	(284.453)	(110.010)
Posições líquidas	(188.094)	111.371	(252.472)	116.722
Hedge de valor justo – empréstimos e debêntures	(188.094)	114.041	(209.350)	60.663
Hedge de fluxo de caixa – empréstimos	-	(2.670)	-	(2.670)
	(188.094)	111.371	(209.350)	57.993
Hedge de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(43.122)	58.729
Posições líquidas	(188.094)	111.371	(252.472)	116.722

Prática contábil:

Instrumentos financeiros derivativos são identificados quando: (i) seus valores são influenciados por flutuação das taxas ou preços; (ii) não há um investimento inicial; e (iii) serão liquidados em uma data futura.

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*, conforme abaixo mencionado. Ademais, a Companhia mantém operações de *trading* de energia, realizadas com o objetivo de auferir resultados decorrentes das variações de preços de mercado.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge* é elaborada uma documentação formal com a descrição dos objetivos e estratégias da gestão do risco coberto, e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

Hedge de valor justo (HVJ)

As operações de *hedge* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros flutuantes dos empréstimos e debêntures da Companhia resultam de posições passivas vinculadas à variação do IPCA ou do CDI, ou seja, componentes não fixos, sendo, dessa forma, designados como “*Hedge* de valor justo”. Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes das variações das mensurações ao valor justo dos empréstimos e debêntures e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

Hedge de fluxo de caixa (HFC)

A Companhia designou como *hedge* de fluxo de caixa: (i) *hedge* para proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros de aquisição de ativos e de empréstimos; e (ii) *hedge* para proteção da exposição agregada de empréstimos no exterior e *hedge* de valor justo, trocando a posição passiva por componentes fixos (taxa fixa). Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”, e transferidos para o resultado ou ativo quando o objeto de *hedge* protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge*, quando ocorre, é registrada no resultado.

(i) Operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

Composição dos *hedges* sobre empréstimos e debêntures

Em 31.12.2022, os valores dos empréstimos, das debêntures e dos derivativos avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros ¹	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
Controladora:							
BNP Paribas IV Swap (HVJ)	US\$ 100.000	04.2023	Semestrais	2,73% a.a.	524.856	(2.993)	521.863
	R\$518.240	04.2023	Semestrais	CDI + 1,33% a.a.	(533.885)	760	(533.125)
BNP Paribas III Swap (HVJ)	US\$ 125.000	03.2024	Semestrais	2,54% a.a.	656.447	(21.852)	634.595
	R\$632.490	03.2024	Semestrais	CDI + 1,70% a.a.	(655.484)	804	(654.680)
MUFG V	US\$ 94.518	10.2025	Semestrais	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025	495.557	(56.399)	439.158
Swap (HVJ)	R\$500.000	10.2025	Semestrais	CDI + 1,32% a.a.	(516.790)	4.953	(511.837)
Scotiabank IV	US\$ 102.465	07.2026	Semestrais	2,002% a.a.	539.359	(60.709)	478.650
Swap (HVJ)	R\$530.000	07.2026	Semestrais	CDI + 1,35% a.a.	(563.685)	967	(562.718)
Subtotal					(53.625)	(134.469)	(188.094)
Controladas:							
Jaguara							
Itaú BBA	R\$483.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	52.845	198	53.043
Swap (HVJ)	R\$483.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(66.991)	819	(66.172)
Miranda							
Itaú BBA	R\$299.000	06.2023	Semestrais	107,0% do CDI	32.687	122	32.809
Swap (HVJ)	R\$299.000	06.2023	Semestrais	IPCA + 4,47% a.a.	(41.444)	508	(40.936)
Subtotal					(22.903)	1.647	(21.256)
Posição em 31.12.2022					(76.528)	(132.822)	(209.350)

(1) As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior.

Atualmente, a Companhia tem contratados instrumentos derivativos junto a bancos de primeira linha, convertendo a exposição à variação cambial da moeda estrangeira para dívidas indexadas ao CDI com vencimentos anuais até 2026. Esses instrumentos foram designados como *hedge* de valor justo.

Em função das características dos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo e de fluxo de caixa para o seu registro contábil, conforme aplicável, com base nas políticas contábeis.

Mutação líquida das operações de *hedge* sobre empréstimos e debêntures

	Controladora	Consolidado
Ativo em 31.12.2020, líquido	609.492	573.910
Juros e variações monetárias	(108.741)	(157.104)
Variações cambiais	358.174	358.174
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(121.613)	(122.599)
Ajuste a valor justo por meio de ORA	16.877	16.877
Amortização de principal	(618.889)	(591.104)
Amortização de juros	(23.929)	(20.161)
Ativo em 31.12.2021, líquido	111.371	57.993
Juros e variações monetárias	(369.107)	(371.544)
Variações cambiais	(313.555)	(313.555)
Ajuste a valor justo por meio do resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo por meio de ORA	(23.039)	(23.039)
Amortização de principal	314.386	359.755
Amortização de juros	204.311	189.354
(Passivo) em 31.12.2022, líquido	(188.094)	(209.350)

Segue abaixo a mutação do ajuste a valor justo apresentado nos quadros acima:

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	105.767	104.253
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(121.613)	(122.599)
Ajuste a valor justo reconhecido em ORA	16.877	16.877
Saldos em 31.12.2021	1.031	(1.469)
Ajuste a valor justo reconhecido no resultado	(112.461)	(108.314)
Ajuste a valor justo reconhecido em ORA	(23.039)	(23.039)
Saldos em 31.12.2022	(134.469)	(132.822)

(Perdas) ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa

As perdas e os ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa originados no exercício que estão apresentadas na “Demonstração dos resultados abrangentes” são as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – empréstimos	(23.039)	16.877	(23.039)	16.877
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – obrigações	-	-	(101.851)	57.111
<i>Hedge</i> de fluxo de caixa – estoques	-	-	-	(2.786)
(Perdas) ganhos não realizados em operações de HFC	(23.039)	16.877	(124.890)	71.202

(ii) Operações de hedge de fluxo de caixa sobre obrigações

A Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da primeira fase do Conjunto Eólico Santo Agostinho. Os NDF foram contratados em 29.12.2020 e o valor nominal, em 31.12.2022, era de US\$ 26.739 mil, € 10.353 mil e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 73.859 mil os quais estão firmados com o BNP Paribas e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro e abril de 2023.

Adicionalmente, a Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Os NDF foram contratados em 21.09.2022 e o valor nominal, em 31.12.2022, era de US\$ 145.827 mil, € 81.425 mil, Rupias Indianas (INR) 992.493 mil e Reimembi de Hong Kong (CN¥) 650.511 mil os quais estão firmados com o HSBC, BNP Paribas, Itaú, XP Investimentos e Bank of America e têm seus vencimentos entre fevereiro e novembro de 2024.

Ainda, a Companhia mantém contratado em 31.12.2022 NDF com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol. Os NDF foram contratados em 21.11.2022 e o valor nominal, em 31.12.2022, era de US\$ 251.832 mil os quais estão firmados com o Bradesco, HSBC e Itaú e têm seus vencimentos entre janeiro de 2023 e junho de 2025.

Em 31.12.2022, os ganhos não realizados dos referidos NDF totalizavam uma posição passiva, líquida de R\$ 43.122 (R\$ 58.729 de posição ativa, líquida em 31.12.2021). A contrapartida está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes". As empresas dos Conjuntos Eólicos Santo Agostinho e Fotovoltaico Assú Sol possuem regime de tributação pelo lucro presumido. Já as empresas do Conjunto Eólica Serra do Assuruá estarão no regime tributário de lucro presumido. Dessa forma, a Companhia não constituiu impostos fiscais diferidos sobre os efeitos desta operação.

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e/ou índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

A Companhia apresenta uma análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros expostos a riscos da variação de taxas de juros e/ou de índices flutuantes. O cenário-base provável para 31.12.2023 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil):

Risco de variação das taxas de juros e índices	Variação 12 meses	Cenário Provável	Sensibilidade		
	31.12.2022	31.12.2023	Provável	Δ + 25% ⁽¹⁾	Administração
TJLP	7,2%	7,4%	0,2 p.p.	1,9 p.p.	0,3 p.p.
CDI	13,7%	12,2%	-1,5 p.p.	3,1 p.p.	-0,3 p.p.
IPCA	5,8%	5,3%	-0,5 p.p.	1,3 p.p.	-1,4 p.p.
IGP-M	5,5%	4,6%	-0,9 p.p.	1,2 p.p.	-0,5 p.p.

(1) Variações sobre o cenário provável de 2023.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices dos últimos 12 meses, observados em 31.12.2022, e os previstos no cenário provável dos próximos 12 meses, a findar em 31.12.2023 e demonstram os eventuais impactos adicionais 12 meses. As variações que poderão impactar o resultado consolidado, e, consequentemente, o patrimônio líquido nos próximos 12 meses, em comparação aos últimos 12 meses, caso tais cenários se materializem no resultado consolidado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base (i) na variação de 25%; e (ii) das estimativas da Administração sobre o cenário projetado, as quais correspondem a avaliação da Administração de alteração razoavelmente possível nas taxas de juros e/ou índices flutuantes para os próximos, são estas:

	Saldos em	Sensibilidade		
	31.12.2022	Provável	Δ + 25%	Administração
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
IPCA	8.675.511	36.966	(99.923)	107.840
Dólar – com swap para o CDI	2.074.266	24.318	(52.608)	4.716
TJLP	1.160.515	(3.150)	(34.318)	(5.989)
Debêntures				
IPCA	5.360.693	30.881	(83.484)	90.097
CDI – com swap para o IPCA	85.852	223	(602)	650
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	584.066	8.220	(17.829)	1.591
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)				
IPCA	3.603.412	16.921	(45.072)	40.172
IGP-M	1.652.540	11.331	(15.877)	11.904
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	3.220.277	(15.787)	(61.649)	(59.993)

a.4) Risco relacionado ao preço de energia nas operações de trading

A Companhia atua no mercado de *trading*, com o objetivo de auferir resultados com as variações de preço de energia, dentro dos limites de risco de mercado e de contrapartes pré-estabelecidos pela Administração, porém, em montantes não representativos se comparados com os resultados totais.

a.4.1) Posição patrimonial e ganhos (perdas) não realizados em operações de trading de energia

As operações de *trading* são transacionadas em mercado ativo e reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, com base na diferença entre o preço contratado e o preço das marcações de mercado do contrato.

A marcação de mercado é baseada, prioritariamente, nos preços das negociações dos produtos *forwards* (ou futuros) de energia do mercado ativo de balcão, em não havendo liquidez representativa nesse mercado, utilizamos técnicas que, consideram em nossos cálculos, os preços estabelecidos para os produtos *forward* (ou futuros), projetados por entidades especializadas. A taxa de desconto utilizada para fins de cálculo do valor justo, em 31.12.2022 e 31.12.2021, foi de 7,1%.

Os saldos patrimoniais, referentes às transações de *trading* em aberto estão abaixo apresentados:

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Ativo	Passivo	Ganho Líquido	Ativo	Passivo	Ganho Líquido
Classificação no balanço patrimonial						
Circulante	209.928	(189.932)	19.996	206.647	(190.348)	16.299
Não circulante	45.638	(31.527)	14.111	100.523	(80.414)	20.109
	255.566	(221.459)	34.107	307.170	(270.762)	36.408

A mutação dos saldos referente às transações de *trading* em aberto é a seguinte:

	Consolidado
Saldo em 31.12.2020	16.635
Ganho não realizado reconhecido no exercício	26.289
Perda não realizada reconhecido no exercício	(6.516)
Saldo em 31.12.2021	36.408
Ganho não realizado reconhecido no exercício	1.074
Perda não realizada reconhecida no exercício	(3.375)
Saldo em 31.12.2022	34.107

a.4.2) Análise de sensibilidade sobre as operações de *trading*

O principal fator de risco que impacta a precificação das operações de *trading* é a exposição aos preços de mercado da energia.

No processo de tomada de decisão relacionada às atividades de *trading*, a Administração da Companhia utiliza análises de sensibilidade considerando percentis da volatilidade histórica do preço de energia para o produto.

Os percentis são medidas que dividem a amostra, por ordem crescente dos dados, em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual, considerando, neste caso, a volatilidade histórica do preço de cada produto de energia. Portanto, o 25º percentil (P25) e o 75º percentil (P75) determinam os 25% e 75% menores preços observados, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises de sensibilidade considerando essa metodologia:

	Consolidado		
	31.12.2022	Cenário P25	Cenário P75
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	34.107	34.025	34.179

A variação da taxa de desconto não impacta de forma importante o valor justo apurado, visto a curta *duration* da carteira de *trading* em aberto, motivo pelo qual não foi apresentada análise de sensibilidade.

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, ações preferenciais resgatáveis, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido foi esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos de dívida	6.257.545	9.009.397	17.941.125	20.644.877
Efeitos de <i>hedge</i>	188.094	(111.371)	209.350	(57.993)
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(10.741)	(568.593)	(229.098)	(818.651)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(321.005)	(2.559.208)	(2.235.887)	(5.156.406)
Dívida líquida	6.113.893	5.770.225	15.685.490	14.611.827
Patrimônio líquido	8.436.522	7.929.008	8.440.172	7.932.597
Endividamento total/Patrimônio líquido	0,7	0,7	1,9	1,8

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento da Companhia, calculados com base no Ebitda, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 a razão entre o endividamento líquido e o Ebitda. Além disso, com relação ao endividamento bruto, a maior restrição estipulada nos contratos de dívida é 4,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*covenants*), normalmente aplicáveis às operações dessa natureza, relacionadas ao atingimento de indicadores de desempenho financeiro. Caso a Companhia não atenda a alguma destas cláusulas, as dívidas poderão ter seus respectivos vencimentos adiantados. Mais informações vide Nota 15 – Instrumentos de dívida.

d) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

d.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias previstos nos próprios contratos, que envolvem os recebíveis de seus clientes, cuja gestão é realizada por uma instituição financeira previamente definida.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica no ACL para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão nas modalidades de fiança bancária e seguro-garantia. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

d.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de, no mínimo, 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e, no máximo, 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R\$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2022, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

d.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A Política de Investimentos e Derivativos impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as principais operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram os *swaps* e NDF para proteção contra a variação cambial e do CDI dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano e das debêntures da 1ª série de Jaguará e Miranda com atualização pelo CDI, e de obrigações com fornecedores, conforme descrito no item a.2 - Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira.

e) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Fórum Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Fórum Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2022. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	150.514	10.381	-	-	160.895
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	422.761	1.564.894	1.564.894	5.043.875	8.596.424
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos ¹	799.123	1.441.130	607.673	-	2.847.926
Debêntures	416.146	2.023.713	1.419.320	1.320.872	5.180.051
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	217	8	-	-	225
	1.788.761	5.040.126	3.591.887	6.364.747	16.785.521
	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	537.430	59.817	34.124	458.883	1.090.254
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	430.602	1.580.514	1.580.514	5.122.624	8.714.254
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos ¹	1.672.799	3.488.619	2.562.091	10.523.396	18.246.905
Debêntures ¹	873.186	2.903.405	2.099.291	2.459.033	8.334.915
Ações preferenciais resgatáveis	180.663	152.634	168.436	787.846	1.289.579
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	217	8	-	-	225
	3.694.897	8.184.997	6.444.456	19.351.782	37.676.132

(1) Líquidos dos efeitos do *hedge*.

O ativo financeiro de concessão das UHEs Jaguará e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

f) Risco hidrológico

O suprimento de energia do SIN acontece, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita às variações pelas condições hidrológicas verificadas, tanto pelas condições na região geográfica em que a usina opera como pelas condições em usinas de outras cascatas, que venham a influenciar no volume de água disponível para geração.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que poderá afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE, que funciona como um “condomínio”, em que o risco hidrológico é compartilhado entre todas as usinas participantes do Mecanismo.

Com o objetivo de se proteger ainda mais do risco hidrológico, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava comercializada no ACR.

Em 31.12.2022, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retro mencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguará e Miranda destinada ao atendimento de Cotas de Garantia Física – 377,4 MW médios – é garantida pelas regras contratuais estabelecidas pelo Poder Concedente e também está blindada desse risco, vide Nota 6 – Ativo financeiro de concessão.

Com relação aos impactos causados no MRE por razões não hidrológicas do passado, os geradores terão direito à extensão do prazo de concessão das outorgas de geração de forma a compensar as perdas percebidas, nos termos das Leis nº 14.052/2020 e nº 14.182/2021. Mais detalhes estão apresentados na Nota 12 – Intangível.

A fim de reduzir a exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de déficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar parte do volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios. O período úmido de 2022 foi abundante em chuvas, preenchendo os reservatórios e trazendo mais conforto operativo para o ONS.

g) Categoria dos instrumentos financeiros

		Controladora		Consolidado	
	Hierarquia	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras	Nível 1	310.227	2.556.679	2.146.145	5.104.491
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de valor justo	Nível 2	-	165.442	-	165.442
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	Nível 2	-	-	255.566	307.170
Custo amortizado					
Caixa e depósitos bancários à vista	N.A.	10.778	2.529	89.742	51.915
Contas a receber de clientes	N.A.	548.027	490.039	1.149.267	1.124.096
Depósitos vinculados	N.A.	41.618	599.004	270.497	904.038
Ativo financeiro de concessão	N.A.	-	-	3.220.277	3.062.750
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de fluxo de caixa	Nível 2	-	2.561	31.981	61.290
		910.650	3.816.254	7.163.475	10.781.192
Passivos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Empréstimos em moeda estrangeira	Nível 2	2.074.266	2.876.759	2.074.266	2.876.759
Debêntures	Nível 2	-	-	85.852	257.852
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de valor justo	Nível 2	188.094	51.401	209.350	104.779
Instrumentos financeiros derivativos - <i>trading</i>	Nível 2	-	-	221.459	270.762
Custo amortizado					
Fornecedores	N.A.	158.477	203.672	689.207	797.239
Empréstimos em moeda nacional	N.A.	222	35.189	9.836.248	8.758.253
Empréstimos em moeda estrangeira	N.A.	-	1.962.089	-	1.962.089
Ações preferenciais resgatáveis	N.A.	-	-	584.066	510.160
Debêntures	N.A.	4.183.057	4.135.360	5.360.693	6.279.764
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	N.A.	5.193.447	4.758.093	5.255.952	4.818.791
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos ¹	N.A.	-	-	109.050	84.403
Ressarcimento às distribuidoras ¹	N.A.	-	-	199.604	471.094
Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes					
Instrumentos financeiros derivativos - <i>hedge</i> de fluxo de caixa	Nível 2	-	5.231	75.103	5.231
		11.797.563	14.027.794	24.700.850	27.197.176

(1) Apresentado como parte das rubricas “Outros passivos circulantes” e “Outros passivos não circulantes”.

g.1) Mensuração do valor justo

A Companhia mensura alguns instrumentos financeiros e ativos não financeiros ao valor justo, ou seja, ao preço que seria recebido pela venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para o cálculo do valor justo são utilizadas técnicas de avaliação apropriadas às circunstâncias e para as quais haja dados suficientes disponíveis, de forma a minimizar o uso de dados não observáveis.

Os ativos e passivos cujos valores justos são mensurados e divulgados nas demonstrações contábeis são categorizados dentro da hierarquia de valor justo descrita a seguir:

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos ou passivos idênticos aos que a Companhia possa ter acesso na data de mensuração;
- Nível 2: técnicas de avaliação para as quais a mensuração do valor justo seja obtida direta ou indiretamente, por meio de outras informações, diferentes dos preços cotados (nível 1); e
- Nível 3: técnicas de avaliação para as quais as informações utilizadas na mensuração do valor justo não estão disponíveis no mercado (não observáveis).

h) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças significativas entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado nos instrumentos financeiros abaixo apresentados. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

	Controladora			
	31.12.2022		31.12.2021	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	222	223	35.189	30.105
Empréstimos em moeda estrangeira	2.074.266	2.074.264	4.838.848	4.844.101
Debêntures	4.183.057	3.927.180	4.135.360	4.114.931
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.193.447	4.760.066	4.758.093	4.004.534
	11.450.992	10.761.733	13.767.490	12.993.671
	Consolidado			
	31.12.2022		31.12.2021	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Ativo				
Ativo financeiro de concessão	3.220.277	3.188.126	3.062.750	2.953.958
	3.220.277	3.188.126	3.062.750	2.953.958
Passivos				
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	9.836.248	9.925.470	8.758.253	8.865.558
Empréstimos em moeda estrangeira	2.074.266	2.074.264	4.838.848	4.844.101
Ações preferenciais resgatáveis	584.066	604.648	510.160	532.482
Debêntures	5.446.545	5.177.200	6.537.616	6.626.378
Concessões a pagar (Uso de Bem Público)	5.255.952	4.818.325	4.818.791	4.056.697
	23.197.077	22.599.907	25.463.668	24.925.216

NOTA 15. INSTRUMENTOS DE DÍVIDA

Prática contábil:

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva, exceto pelos empréstimos e debêntures aos quais a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo, que são mensurados posteriormente ao valor justo por meio do resultado.

As ações preferenciais resgatáveis são classificadas como passivos financeiros de acordo com a natureza e as características dessas ações, que determinam o pagamento de dividendos prioritários e cumulativos e resgate programado ou mandatário das ações a critério de seus titulares. São reconhecidas inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas emissões e, posteriormente, são mensuradas pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

Os instrumentos de dívida são compostos pelo saldo de empréstimos e financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	2.074.488	4.874.037	11.910.514	13.597.101
Debêntures	4.183.057	4.135.360	5.446.545	6.537.616
Ações preferenciais resgatáveis	-	-	584.066	510.160
TOTAL	6.257.545	9.009.397	17.941.125	20.644.877
Passivo circulante	830.271	2.818.436	1.652.968	3.390.934
Passivo não circulante	5.427.274	6.190.961	16.288.157	17.253.943

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Repasse BNDES (Bancos) ¹	214	8	222	1.533	222	1.755
NIB	-	-	-	33.199	-	33.199
Encargos	-	-	-	235	-	235
	214	8	222	34.967	222	35.189
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.892	83.778	175.670	90.077	158.904	248.981
ENGIE – 6ª emissão	112.331	482.036	594.367	111.479	555.003	666.482
ENGIE – 7ª emissão	-	945.706	945.706	-	890.827	890.827
ENGIE – 9ª emissão	-	1.964.675	1.964.675	-	1.853.388	1.853.388
ENGIE – 10ª emissão	9.643	410.022	419.665	-	395.238	395.238
Encargos	82.974	-	82.974	80.444	-	80.444
	296.840	3.886.217	4.183.057	282.000	3.853.360	4.135.360
Empréstimos, financiamentos e debêntures	297.054	3.886.225	4.183.279	316.967	3.853.582	4.170.549

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira – com hedge						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	-	-	1.674.128	-	1.674.128
BNP Paribas	-	-	-	279.025	-	279.025
Encargos	-	-	-	8.936	-	8.936
	-	-	-	1.962.089	-	1.962.089
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	518.779	630.360	1.149.139	-	1.276.919	1.276.919
HSBC	-	-	-	519.069	-	519.069
Scotiabank	-	473.922	473.922	-	561.809	561.809
MUFG ²	-	436.767	436.767	-	498.651	498.651
Encargos	14.438	-	14.438	20.311	-	20.311
	533.217	1.541.049	2.074.266	539.380	2.337.379	2.876.759
Empréstimos, financiamentos e debêntures	830.271	5.427.274	6.257.545	2.818.436	6.190.961	9.009.397

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.

(2) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos e debêntures	830.271	5.427.274	6.257.545	2.818.436	6.190.961	9.009.397
Efeitos do <i>hedge</i> (swap) de valor justo						
Posição ativa	-	-	-	-	(165.442)	(165.442)
Posição passiva ¹	73.369	114.725	188.094	51.401	-	51.401
Efeitos do <i>hedge</i> (NDF) de fluxo de caixa						
Posição ativa	-	-	-	(2.561)	-	(2.561)
Posição passiva ¹	-	-	-	5.231	-	5.231
Empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos efeitos do <i>hedge</i>	903.640	5.541.999	6.445.639	2.872.507	6.025.519	8.898.026

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas “Outros passivos circulantes” e “Outros passivos não circulantes”.

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
BNDES	384.307	8.537.720	8.922.027	267.461	7.600.450	7.867.911
Repasse BNDES (Bancos) ¹	214	8	222	1.533	222	1.755
BASA	38.557	758.378	796.935	5.570	724.048	729.618
BNB	2.427	93.497	95.924	-	86.932	86.932
NIB	-	-	-	33.199	-	33.199
Encargos	21.140	-	21.140	38.838	-	38.838
	446.645	9.389.603	9.836.248	346.601	8.411.652	8.758.253
Debêntures						
ENGIE – 5ª emissão	91.892	83.778	175.670	90.077	158.904	248.981
ENGIE – 6ª emissão	112.331	482.036	594.367	111.479	555.003	666.482
ENGIE – 7ª emissão	-	945.706	945.706	-	890.827	890.827
ENGIE – 9ª emissão	-	1.964.675	1.964.675	-	1.853.388	1.853.388
ENGIE – 10ª emissão	9.643	410.022	419.665	-	395.238	395.238
Jaguara – 1ª emissão	115.800	599.886	715.686	40.123	673.389	713.512
Miranda – 1ª emissão	64.201	394.484	458.685	17.237	432.097	449.334
Pampa Sul - 1ª emissão	-	-	-	6.644	374.520	381.164
Pampa Sul - 2ª emissão	-	-	-	9.643	574.367	584.010
Encargos	86.239	-	86.239	96.828	-	96.828
	480.106	4.880.587	5.360.693	372.031	5.907.733	6.279.764
Ações preferenciais resgatáveis	107.148	476.918	584.066	-	510.160	510.160
	1.033.899	14.747.108	15.781.007	718.632	14.829.545	15.548.177
Moeda estrangeira – com hedge						
Mensurados ao custo amortizado						
Empréstimos e financiamentos						
Scotiabank	-	-	-	1.674.128	-	1.674.128
BNP Paribas	-	-	-	279.025	-	279.025
Encargos	-	-	-	8.936	-	8.936
	-	-	-	1.962.089	-	1.962.089
Mensurados ao valor justo						
Empréstimos e financiamentos						
BNP Paribas	518.779	630.360	1.149.139	-	1.276.919	1.276.919
HSBC	-	-	-	519.069	-	519.069
Scotiabank	-	473.922	473.922	-	561.809	561.809
MUFG ²	-	436.767	436.767	-	498.651	498.651
Encargos	14.438	-	14.438	20.311	-	20.311
	533.217	1.541.049	2.074.266	539.380	2.337.379	2.876.759
Debêntures						
Jaguara – 1ª emissão	52.721	-	52.721	104.830	53.761	158.591
Miranda – 1ª emissão	32.610	-	32.610	64.838	33.258	98.096
Encargos	521	-	521	1.165	-	1.165
	85.852	-	85.852	170.833	87.019	257.852
	619.069	1.541.049	2.160.118	710.213	2.424.398	3.134.611
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	1.652.968	16.288.157	17.941.125	3.390.934	17.253.943	20.644.877

(1) Bancos responsáveis pela análise e aprovação do financiamento e que assumem o risco de crédito nas operações indiretas junto ao BNDES.

(2) MUFG Bank LTD. é a nova denominação do Bank of Tokyo.

Os saldos dos instrumentos de dívida no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, estão apresentados a seguir, conforme composição detalhada abaixo:

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	1.652.968	16.288.157	17.941.125	3.390.934	17.253.943	20.644.877
Efeitos do <i>hedge</i> (swap) de valor justo						
Posição ativa	-	-	-	-	(165.442)	(165.442)
Posição passiva ¹	94.625	114.725	209.350	98.993	5.786	104.779
Efeitos do <i>hedge</i> (NDF) de fluxo de caixa						
Posição ativa	-	-	-	(2.561)	-	(2.561)
Posição passiva ¹	-	-	-	5.231	-	5.231
Empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis	1.747.593	16.402.882	18.150.475	3.492.597	17.094.287	20.586.884

(1) A posição passiva do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	8.809.465	17.246.143
Ingressos	914.984	4.086.821
Custo com emissão	-	(1.331)
Juros	355.210	927.907
Variações monetárias	384.392	1.097.840
Juros e V.M. capitalizados	-	79.358
Variações cambiais	358.174	358.174
Ajuste a valor justo	(122.552)	(123.813)
Amortização de principal	(1.279.298)	(2.197.814)
Amortização de juros	(410.978)	(828.408)
Saldos em 31.12.2021	9.009.397	20.644.877
Ingressos	-	788.790
Ingresso por aquisição de subsidiárias ¹	-	793.725
Juros	328.793	1.061.480
Variações monetárias	239.391	768.427
Juros e V.M. capitalizados	-	103.834
Variações cambiais	(313.555)	(313.555)
Ajuste a valor justo	(110.007)	(111.471)
Transferência para passivos relacionados a ANCMV ²	-	(1.788.529)
Amortização de principal	(2.565.083)	(3.130.124)
Amortização de juros	(331.391)	(876.329)
Saldos em 31.12.2022	6.257.545	17.941.125

(1) Mais informações vide Nota 10 – Investimentos.

(2) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.1) Principais transações realizadas em 2022

b.1.1) Financiamentos em moeda nacional

b.1.1.1) Contratação de novos financiamentos

Em dezembro de 2022, a Companhia, contratou financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 1.500.000. O prazo para liberação da totalidade dos recursos é agosto de 2025. Os recursos serão destinados ao financiamento da construção do Projeto Assuruá. A primeira liberação ocorrerá em março de 2023 no valor de R\$ 500.000.

Empresa	Juros	Condições de pagamento	
		Vencimento	Principal e juros
EBE	IPCA + 6,7032% a.a.	12.2046	Juros e principal: mensais, a partir de 01.2026

b.1.1.2) Liberação de financiamentos

Em 2022 foi liberado o montante de R\$ 114.913 para controlada indireta Novo Estado. Deste valor, R\$ 70.372 foi liberado em junho e é referente ao financiamento com o BASA, contratado em 2020, e R\$ 44.541, liberado em agosto, refere-se ao financiamento com o BNDES, contratado em 2020. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção dos sistemas de transmissão.

Em abril de 2022 foi liberado o montante de R\$ 78.827 (R\$ 77.348, líquidos dos custos de captação), referente ao financiamento da controladora indireta Gralha Azul com o BNDES, contratado em 2020. Os recursos foram destinados à construção dos sistemas de transmissão do Projeto.

Por fim, também em abril de 2022, foi liberado o montante de R\$ 606.453 (R\$ 587.566, líquidos dos custos de captação), referente aos financiamentos com o BNDES, contratados durante o ano de 2021, pelas controladas indiretas que compõem o Conjunto Eólico Santo Agostinho. Os recursos foram destinados ao financiamento da construção das centrais geradoras eólicas do conjunto.

b.1.1.3) Ingresso por aquisição de subsidiárias

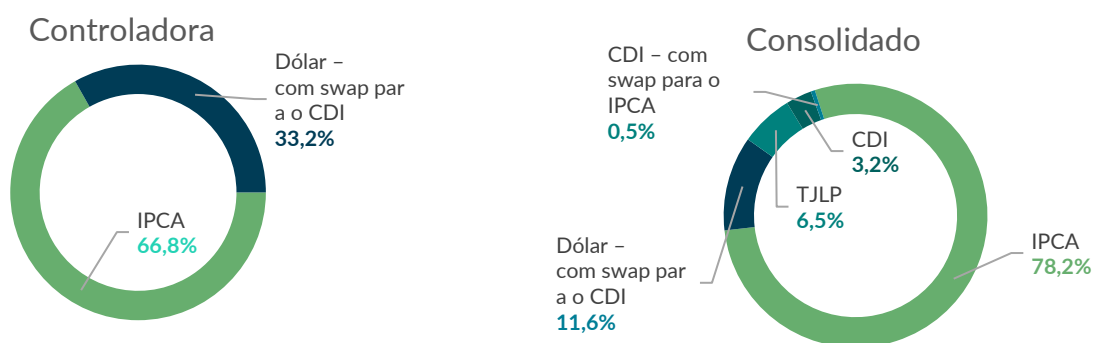
Em março de 2022, a Companhia concluiu a aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Floresta e Paracatu. Estes conjuntos possuem financiamentos firmados com o BNDES, os quais as principais condições contratadas foram estas:

Empresa	Juros	Condições de pagamento		Covenants	Ingresso
		Vencimento	Principal e juros		
Floresta	TJLP + 2,15% a.a.	10.2036	Mensais	ICSD ¹ ≥ 1,3	273.593
Paracatu	IPCA + 4,98% a.a.	10.2038	Mensais	ICSD ≥ 1,3	520.132

(1) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

c) Composição das dívidas por indexadores e moeda

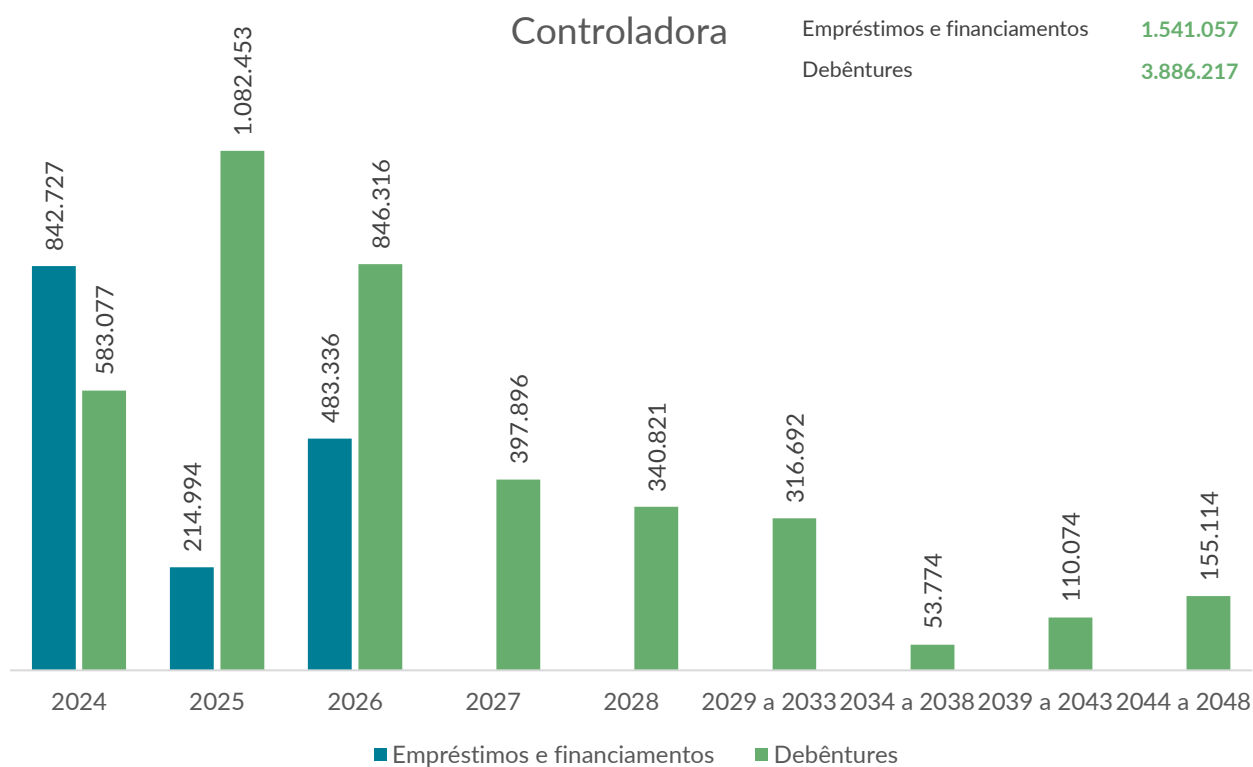
	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e Financiamentos				
Moeda nacional				
TJLP	-	-	1.160.515	1.750.129
IPCA	-	33.431	8.675.511	7.006.366
Não indexado (taxa pré-fixada)	222	1.758	222	1.758
Moeda estrangeira – com hedge				
Dólar – com swap para taxa pré-fixada	-	523.875	-	523.875
Dólar – com swap para o CDI	2.074.266	2.352.883	2.074.266	2.352.883
Dólar – com NDF para dólar pré-fixado	-	1.962.090	-	1.962.090
	2.074.488	4.874.037	11.910.514	13.597.101
Debêntures				
IPCA	4.183.057	4.135.360	5.360.693	6.279.764
CDI – com swap para o IPCA	-	-	85.852	257.852
	4.183.057	4.135.360	5.446.545	6.537.616
Ações Preferenciais Resgatáveis				
CDI	-	-	584.066	510.160
	6.257.545	9.009.397	17.941.125	20.644.877



d) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

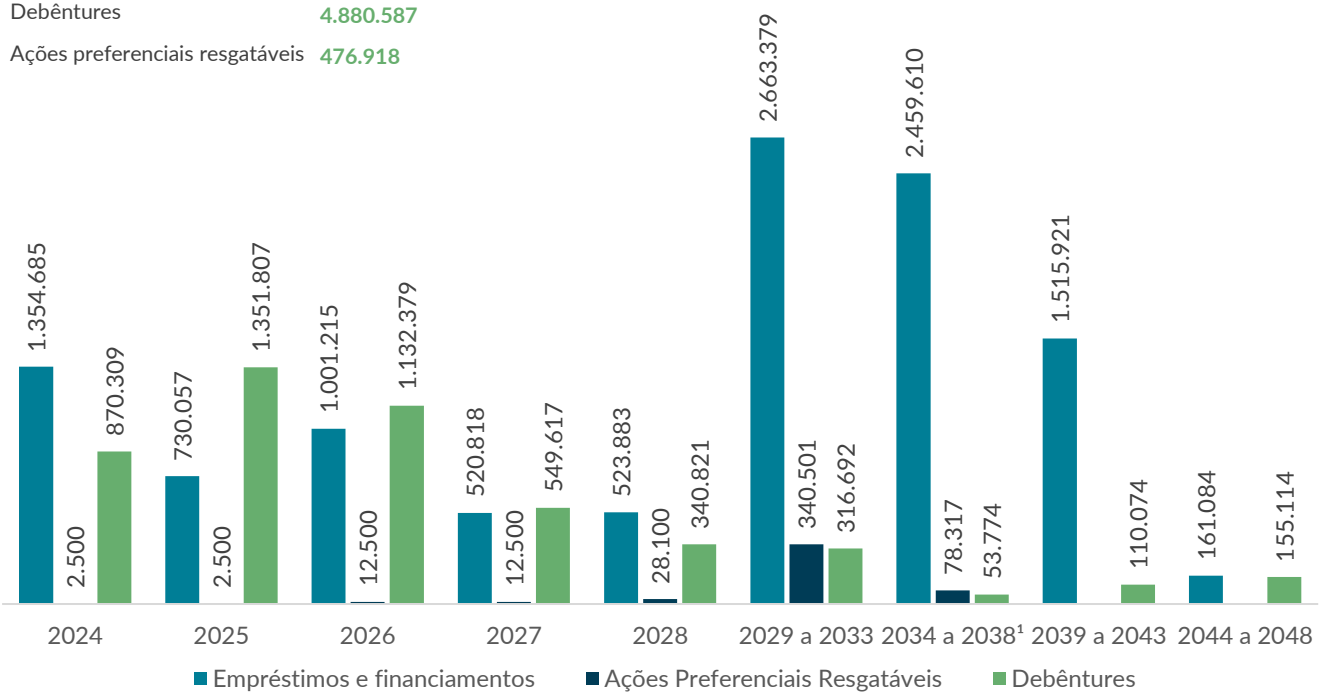
	2022	2021
TJLP	7,2%	5,3%
CDI	13,7%	9,2%
IPCA	5,8%	10,1%
Dólar norte-americano	-6,5%	7,4%

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos, debêntures e ações preferenciais resgatáveis apresentados no passivo não circulante



Empréstimos e financiamentos 10.930.652
 Debêntures 4.880.587
 Ações preferenciais resgatáveis 476.918

Consolidado



(1) O último vencimento das Ações Preferenciais Resgatáveis é 2034.

f) Condições das principais dívidas contratadas

	Quantidade ¹	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Controladora						
Empréstimos e financiamentos						
Moeda nacional						
Repasse BNDES (Bancos) ⁽³⁾	-	3,68% a.a.	Mensais	Mensais	11.2024	222
Moeda estrangeira (dólar)						
BNP Paribas IV	-	2,7300% a.a. com swap para CDI + 1,33% a.a.	Semestrais	04.2023	04.2023	521.863
BNP Paribas III	-	2,5400% a.a. com swap para CDI + 1,70% a.a.	Semestrais	03.2024	03.2024	634.595
MUFG V	-	1,8914% a.a. até 10.2021 e 2,0057% a.a. até 10.2025 ambos com swap para CDI + 1,32% a.a.	Semestrais	50% em 10.2024 e 50% em 10.2025	10.2025	439.158
Scotiabank IV	-	2,002% a.a. com swap para CDI + 1,35% a.a.	Semestrais	07.2026	07.2026	478.650
Debêntures						
Moeda nacional						
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	12.2024	176.140
6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	07.2023	115.530
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2026	495.766
7ª Emissão - Série 1	515.353	IPCA + 5,6579% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	2 parcelas anuais a partir de 07.2024	07.2025	670.444
7ª Emissão - Série 2	231.257	IPCA + 5,9033% a.a.	Anualmente a partir de 07.2019	3 parcelas anuais a partir de 07.2026	07.2028	300.061
9ª Emissão – Série 1	576.095	IPCA + 3,7000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	719.856
9ª Emissão – Série 2	539.678	IPCA + 3,9000% a.a.	Anualmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	673.904
9ª Emissão – Série 3	378.827	IPCA + 3,6000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	2 parcelas anuais a partir de 07.2025	07.2026	473.150
9ª Emissão – Série 4	105.400	IPCA + 3,7000% a.a.	Semestralmente a partir de 07.2021	3 parcelas anuais a partir de 07.2027	07.2029	131.497
10ª Emissão – Série única	400.000	IPCA + 5,7158% a.a.	Anualmente a partir de 09.2022	Anualmente a partir de 09.2023	09.2046	426.709

Continua na próxima página

	Quantidade ¹	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Controladas						
Empréstimos e financiamentos						
Ferrari						
BNDES Ampliação	-	TJLP + 1,76% a.a. ⁽²⁾	Mensais	Mensais	07.2032	45.468
Assú V						
BNB	-	IPCA + 1,7624% a.a.	Trimestrais a partir de 07.2023; Mensais a partir de 08.2023	Mensais a partir de 08.2023	07.2038	87.723
BNB	-	IPCA médio 12 meses + 4,4108% a.a.	Trimestrais a partir de 05.2022; Mensais a partir de 09.2024	Mensais a partir de 09.2024	08.2039	9.088
Conjunto Eólico Campo Largo						
BNDES	-	TJLP + 2,52% a.a. ⁽²⁾	Mensais	Mensais	06.2035	394.684
BNDES	-	TJLP + 1,82% a.a. ⁽²⁾	Mensais	Mensais	06.2035	459.667
Conjunto Eólico Umburanas - Fase I						
BNDES	-	IPCA + 3,91% a.a.	Mensais	Mensais	12.2038	1.275.029
Gralha Azul						
BNDES	-	IPCA + 3,83% a.a.	Mensais, a partir de outubro de 2023	Mensais, a partir de outubro de 2023	03.2044	1.816.772
Conjunto Eólico Campo Largo II						
BNDES	-	IPCA + 4,23% a.a.	Mensais, a partir de setembro de 2021	Mensais, a partir de setembro de 2021	12.2039	1.385.949
Novo Estado						
BNDES	-	IPCA + 4,67% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	05.2044	2.154.968
BASA	-	IPCA + 1,4452% a.a.	Mensais, a partir de novembro de 2022	Mensais, a partir de novembro de 2022	08.2044	799.074
Santo Agostinho						
BNDES	-	IPCA + 6,16% a.a.	Mensais	Mensais	11.2045	630.372
Floresta e Paracatu						
BNDES	-	TJLP + 2,15% a.a.	Mensais	Mensais	10.2036	260.696
BNDES	-	IPCA + 4,98% a.a.	Mensais	Mensais	10.2038	516.536

Continua na próxima página

	Quantidade ¹	Remuneração	Condições de Pagamento		Vencimento	Saldos em 31.12.2022
			Encargos	Principal		
Controladas						
Debêntures						
Jaguara						
1ª Emissão - Série 1	483.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com swap para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	53.043
1ª Emissão - Série 2	634.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	717.676
Miranda						
1ª Emissão - Série 1	299.000	107% a.a. sobre Δ Taxa DI com swap para IPCA + 4,47% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	9 parcelas semestrais a partir de 06.2019	06.2023	32.809
1ª Emissão - Série 2	386.000	IPCA + 6,4962% a.a.	Semestralmente a partir de 12.2018	15 parcelas semestrais a partir de 06.2020	06.2027	459.960
Ações Preferenciais Resgatáveis						
Novo Estado						
APR Itaú	-	CDI + 1,05% a.a.	Parcelas semestrais a partir de 10.2023	parcelas anuais a partir de 10.2023	10.2034	584.066

(1) Aplicável somente para debêntures.

(2) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.

(3) Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.

Nos anos de 2022 e 2021 a Companhia não contratou operações de risco sacado junto às instituições financeiras.

Mais informações acerca dos instrumentos de proteção vide Nota 14 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros.

g) Garantias

As garantias estão descritas a seguir, com exceção dos empréstimos em moeda estrangeira e ações preferenciais resgatáveis que não as possuem.

g.1) BNDES, Repasse BNDES (Bancos) e BASA

- **Financiamento de Projetos Eólicos:** (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) penhor de bens e equipamentos relativos aos projetos; (e) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; (f) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção; e (g) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou da ECP.

- **Financiamento de empreendimento de transmissão:** (a) cessão dos direitos emergentes da concessão; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (d) conta reserva em montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida; e (e) fiança corporativa da ENGIE Brasil Energia ou fiança bancária.

g.2) Banco do Nordeste do Brasil (BNB)

- **Financiamento de empreendimento solar fotovoltaico:** (a) fiança corporativa da ECP ou fiança bancária; e (b) conta reserva em valor mínimo equivalente a 4,09% do saldo devedor total do financiamento.

g.3) Debêntures

- **Debêntures das controladas Jaguará e Miranda:** (a) cessão dos direitos emergentes da autorização; (b) cessão de direitos creditórios; (c) penhor da totalidade das ações representativas do capital social; (d) fiança corporativa.

h) Compromissos contratuais (covenants)

Dívida	Covenants	Medição em 31.12.2022
Consolidado		
Empréstimos e financiamentos		
Scotiabank, MUFG e BNP Paribas	(i) Ebitda/despesas financeiras $\geq 2,0$	(i) 2,92
	(ii) Dívida bruta / Ebitda $\leq 4,5$	(ii) 2,87
BNDES Ampliação Ferrari (Obrigação da Interviente)	Dívida líquida/Ebitda $\leq 3,5$	2,49
Debêntures		
5ª, 6ª, 7ª e 9ª Emissões	(i) Ebitda/despesas financeiras $\geq 2,0$	(i) 2,92 ¹
	(ii) Dívida bruta/Ebitda $\leq 4,5$	(ii) 2,87 ¹
Controladas		
Empréstimos e financiamentos		
BNDES, BNB e BASA	Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD ¹) $\geq 1,1$ ou $\geq 1,2$ ou $\geq 1,25$ ou $\geq 1,3$ dependendo da controlada	Nenhum <i>covenant</i> gerou inadimplemento nos respectivos contratos.
Debêntures		
Jaguara – 1ª Emissão	Individual: ICSD ² $\geq 1,10$	1,24
Miranda – 1ª Emissão	Individual: ICSD ² $\geq 1,10$	1,53

(1) Os agentes fiduciários possuem metodologias de cálculo diferentes, motivo pelo qual há duas medições diferentes para o ICSD.

(2) Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e suas controladas.

Os compromissos são apurados anualmente, conforme estabelecido nestes contratos, exceto os contratos da controladora, os quais são apurados trimestralmente.

NOTA 16. CONCESSÕES A PAGAR (Uso de Bem Público)

Prática contábil

Correspondem às obrigações financeiras contratuais de pagamentos pela outorga onerosa da concessão de usinas hidrelétricas. Foram registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões foram registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Usina Hidrelétrica Cana Brava	2.915.891	2.513.052	2.915.891	2.513.052
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	1.652.540	1.637.292	1.652.540	1.637.292
Usina Hidrelétrica São Salvador	625.016	607.749	625.016	607.749
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	62.505	60.698
	5.193.447	4.758.093	5.255.952	4.818.791
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	399.390	267.117	406.871	274.071
Passivo não circulante	4.794.057	4.490.976	4.849.081	4.544.720
	5.193.447	4.758.093	5.255.952	4.818.791

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de UBP para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. O passivo assumido se refere ao período de operação da concessão, de acordo com o fluxo de pagamento de cada contrato, sendo esses montantes os totais de UBP assumidos até o fim de cada contrato. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

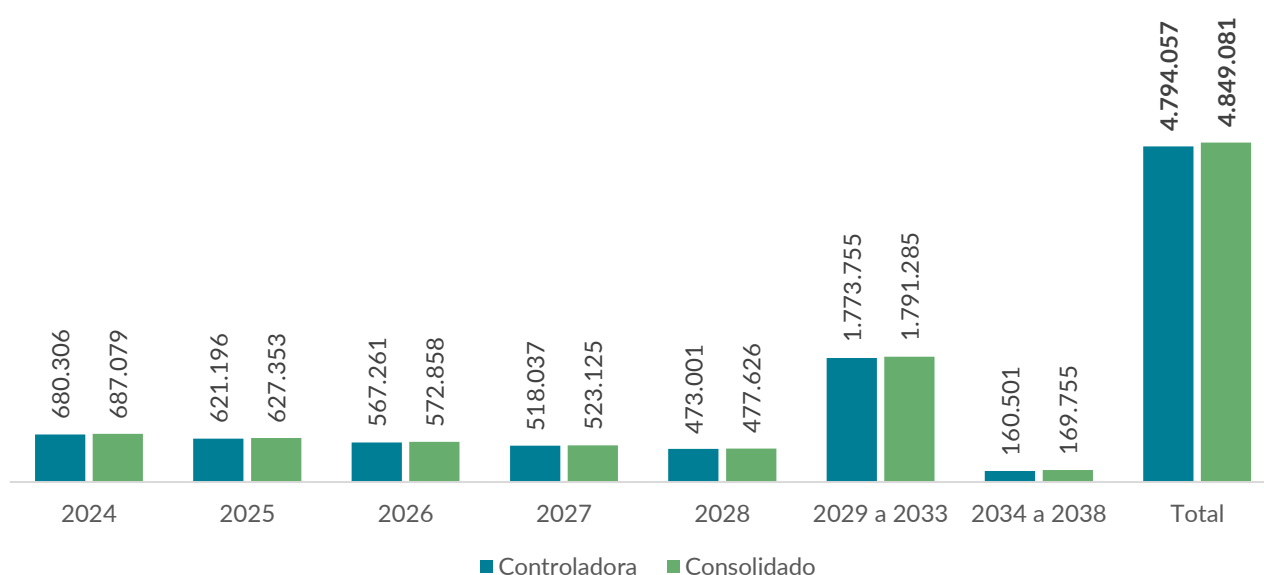
Os valores originais, atualizados pela variação anual do IGP-M (Ponte de Pedra) e do IPCA (Cana Brava, Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usinas e anos de pagamento				
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 30.09.2023	510	510	4.021	4.021
De 01.10.2023 a 30.09.2033	61.280	612.800	487.186	4.871.865
		613.310		4.875.886
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.11.2034	31.109	370.720	217.174	2.565.631
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	288.333	79.769	1.154.907
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	30.057	5.889	117.830

c) Mutação das concessões a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	3.955.765	4.012.318
Atualização do valor presente	366.581	372.192
Variações monetárias	672.194	677.713
Amortizações	(236.447)	(243.432)
Saldos em 31.12.2021	4.758.093	4.818.791
Atualização do valor presente	457.138	463.113
Variações monetárias	260.113	263.605
Amortizações	(281.897)	(289.557)
Saldos em 31.12.2022	5.193.447	5.255.952

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante



Os pagamentos das concessões a pagar indexadas ao IGP-M e ao IPCA estão cobertos por contratos de venda com os mesmos indexadores, em montantes superiores ao saldo das concessões a pagar.

NOTA 17. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

a) Obrigações trabalhistas

Prática contábil:

Correspondem aos benefícios de curto prazo aos empregados, como, por exemplo: (i) salários e contribuições para a seguridade social; (ii) licença anual remunerada e licença médica remunerada; (iii) participação nos lucros e bônus; e (iv) benefícios não monetários. São registrados quando os serviços são prestados à Companhia e correspondem ao montante não descontado dos benefícios de curto prazo dos empregados, que se espera que sejam pagos em troca destes serviços.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Provisão para participação nos resultados e bônus	87.576	88.457	87.599	97.794
Férias a pagar	31.867	31.622	34.600	35.990
Provisão para gastos com demissão voluntária	21.248	28.852	21.248	29.244
Folha de pagamento	9.517	6.665	10.362	8.204
	150.208	155.596	153.809	171.232

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

Em 2021, a Companhia disponibilizou aos seus colaboradores a possibilidade de aderência ao PDV, limitado a 99 vagas. O PDV teve adesão aberta para todos os empregados, exceto aqueles com contrato por prazo determinado, sendo o público-alvo e prioritário os empregados aposentados ou aposentáveis nos próximos anos, com possibilidade de saída até 15.12.2024. A data de desligamento foi consensada e definida entre o empregado e sua gerência, de acordo com a necessidade das atividades. O plano foi integralmente reconhecido em 2021, no montante estimado de R\$ 34.557, baseado na quantidade de vagas e remuneração de colaboradores aptos a aderir ao plano. O empregado que aderiu ao PDV fará jus a um benefício financeiro pago a título de indenização. Os termos e condições do PDV de 2021 permanecem vigentes em 2022, e seguirão mantidos até a conclusão do plano corrente, em dezembro de 2024.

b) Obrigações com benefícios de aposentadoria

Prática contábil:

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios definidos de aposentadoria são reconhecidos pelo valor presente das obrigações estimadas, líquidos do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. O ativo líquido é composto, substancialmente, pelos investimentos que compõem a carteira do plano de benefícios, que são avaliados pelo seu valor justo.

As mudanças na obrigação de benefício definido líquido são reconhecidas quando incorridas da seguinte maneira: (i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício; e (ii) remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, no patrimônio líquido na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A Companhia também mantém planos de contribuição definida, cujas contribuições são reconhecidas no resultado quando incorridas.

A Companhia e suas controladas oferecem planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de CD e BD, este último fechado para novas adesões.

Em 2019 ocorreu a transferência de empregados da controladora para Pampa Sul e Diamante, entretanto os valores das obrigações com benefícios de aposentadoria destas não são significativos, motivo pelo qual nesta nota estão sendo apresentados apenas os saldos e mutações consolidados. Adicionalmente, em 18.10.2021, após o cumprimento das condições precedentes previstas no QPA, foi concluída a operação de venda da totalidade da participação societária que a Companhia possuía na Diamante, na qual foram transferidos, inclusive, colaboradores e obrigações vinculadas a estes. Além disso, em decorrência da estratégia de descarbonização da Companhia, em 15.09.2022, foi assinado o SPA que regula a venda da totalidade dos ativos e direitos da Usina Termelétrica Pampa Sul. Após a confirmação sobre o atendimento dos requerimentos do CPC 31 – Ativo não circulante mantido para venda e operações descontinuadas, a Companhia passou a registrar os ativos e passivos da Pampa Sul nos grupos “ANCMV” e “Passivos relacionados a ANCMV”.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, e criação da Gerasul, atualmente ENGIE Brasil Energia, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, e não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

b.1) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

b.2) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia e suas controladas mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado “Prevflex”, que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado “BSPS” e está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

b.3) Número de participantes

	Consolidado					
	ELOS		PREVIG		PREVIG	
	BD		BD		BSPS	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativos	1	1	3	5	4	5
Aposentados	1.288	1.331	346	352	72	71
Pensionistas	693	677	83	74	9	10
	1.982	2.009	432	431	85	86

b.4) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

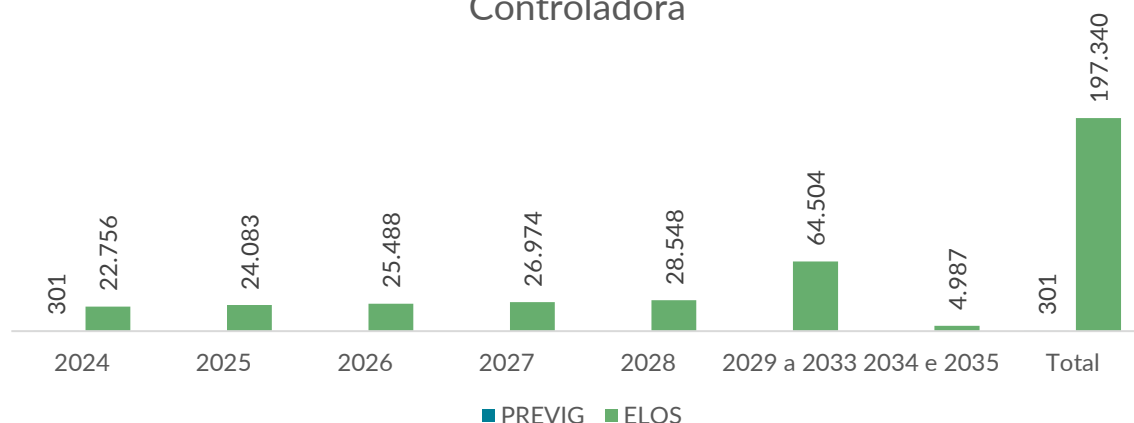
	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante	
			Total			Total
Obrigações contratadas	28.883	197.641	226.524	24.762	177.775	202.537
Contribuição e custo do serviço corrente	46	-	46	72	-	72
Déficit não contratado	25.086	21.318	46.404	17.230	244.172	261.402
Passivo atuarial registrado	54.015	218.959	272.974	42.064	421.947	464.011

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

Em 28.02.2022, a Companhia assinou o plano de equacionamento da dívida com a fundação ELOS para equacionamento da parcela de sua responsabilidade do déficit relativo ao exercício de 2020. O valor contratado foi de R\$ 31.507, o qual será pago em 156 parcelas mensais, atualizadas pelo INPC e juros de 5,69% a.a.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

Controladora



b.5) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos			GC	Total
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS		
31.12.2021					
Valor presente das obrigações	1.334.875	376.014	69.794	2.936	1.783.619
Valor justo dos ativos	(900.516)	(349.428)	(82.445)	-	(1.332.389)
Avaliação Atuarial	434.359	26.586	(12.651)	2.936	451.230
Excedente de obrigações contratadas	-	-	12.781	-	12.781
Passivo registrado em 31.12.2021	434.359	26.586	130	2.936	464.011
31.12.2022					
Valor presente das obrigações	1.254.395	363.909	68.137	2.385	1.688.826
Valor justo dos ativos	(986.067)	(367.043)	(86.192)	-	(1.439.302)
Avaliação Atuarial	268.328	(3.134)	(18.055)	2.385	249.524
Excedente de obrigações contratadas	-	5.395	18.055	-	23.450
Passivo registrado em 31.12.2022	268.328	2.261	-	2.385	272.974

b.6) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2022

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	74,1%	98,6%	99,5%
Empréstimos	1,9%	1,4%	-
Imóveis	2,6%	-	-
Outros	21,4%	-	0,5%
	100,0%	100,0%	100,0%
Variações do valor de mercado dos ativos	15,1%	12,1%	11,6%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

b.7) Mutação das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Planos			GC	Total
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS		
Passivo registrado em 31.12.2020	424.760	22.036	449	3.668	450.913
Contribuição e custo do serviço corrente	180	(2.346)	2.379	(1.116)	(903)
Pagamentos de obrigações contratadas	(30.276)	(1.811)	(2.756)	-	(34.843)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	27.255	1.512	21	224	29.012
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	21.152	24.624	3.943	1.104	50.823
Mudanças nas premissas financeiras	(156.225)	(42.196)	(7.831)	(412)	(206.664)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	166.265	25.017	5.558	-	196.840
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	-	(1.633)	-	(1.633)
<i>Risk Sharing</i> - Plano de equacionamento de déficit	(18.752)	-	-	-	(18.752)
	12.440	7.445	37	692	20.614
Baixa por alienação de subsidiária	-	(250)	-	(532)	(782)
Passivo registrado em 31.12.2021	434.359	26.586	130	2.936	464.011
Contribuição e custo do serviço corrente	228	(851)	850	(686)	(459)
Pagamentos de obrigações contratadas	(37.283)	(1.992)	(986)	-	(40.261)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	42.950	2.520	(6)	272	45.736
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	51.229	10.143	2.021	24	63.417
Mudanças nas premissas financeiras	(83.348)	(26.598)	(5.198)	(147)	(115.291)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(104.839)	(12.942)	(765)	-	(118.546)
Mudanças nos limites de superávit e déficit	-	5.395	3.954	-	9.349
<i>Risk Sharing</i> - Plano de equacionamento de déficit	(34.968)	-	-	-	(34.968)
	(171.926)	(24.002)	12	(123)	(196.039)
Transferência de passivos relacionados para ativos não circulantes mantidos para venda ¹	-	-	-	(14)	(14)
Passivo registrado em 31.12.2022	268.328	2.261	-	2.385	272.974

(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

b.8) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2023

	Planos		GC	Total
	ELOS BD	PREVIG BD		
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	27.902	91	251	28.244
Custo do serviço corrente	-	-	114	114
Despesas líquidas	27.902	91	365	28.358

b.9) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2022	31.12.2021
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	11,3%	10,3%
Plano PREVIG BD	11,3%	10,3%
Plano PREVIG BSPS	11,3%	10,3%
GC	11,3%	10,3%
Duration, em anos		
Plano ELOS BD	8,27	8,87
Plano PREVIG BD	9,19	10,16
Plano PREVIG BSPS	9,80	10,89
GC	7,60	7,00
Inflação	4,9%	4,8%
Crescimento salarial futuro (a.a.)	4,9%	4,8%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,9%	4,8%
Fator de capacidade sobre os benefícios ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	98,0%	98,0%
Fator de capacidade sobre os salários ELOS BD, PREVIG BSPS E PREVIG BD	100,0%	100,0%
Fator de capacidade (benefícios e salários) GC	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2022 e 31.12.2021
Tábua de Mortalidade (ativos)	
Plano ELOS BD	AT-2000 (básica, segregada por sexo)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria	
Planos PREVIG BD e BSPS	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge	
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real"), inclusive os dois participantes ativos, os quais estão em BPD e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

b.10) Análise de sensibilidade

	Planos			GC
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(9.300)	(2.986)	(597)	(16)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	9.427	3.031	606	16

b.11) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

b.12) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2022 era R\$ 1.039.237 (R\$ 963.602 em 31.12.2021). Em 2022, a Companhia efetuou contribuições ao plano no montante de R\$ 14.716 (R\$ 13.694 em 2021).

NOTA 18. PROVISÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Prática contábil:

As provisões são reconhecidas pela Companhia em decorrência de um evento passado por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

Os depósitos judiciais são registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

a) Provisões

a.1) Composição das provisões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Cíveis				
Desapropriações e servidões administrativas	48.643	46.841	62.710	59.409
Ambientais	16.482	14.894	16.482	14.894
Benefícios de aposentadoria	3.240	2.928	3.240	2.928
Ações diversas	11.112	11.105	21.606	31.645
	79.477	75.768	104.038	108.876
Fiscais				
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	-	106.097	-
Ações diversas	4.781	4.379	4.892	4.478
	110.878	4.379	110.989	4.478
Trabalhistas	20.836	20.748	21.804	21.744
Desmobilização de ativos de geração	-	-	299.069	257.729
	211.191	100.895	535.900	392.827
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	4.106	10.248	4.144	22.060
Passivo não circulante	207.085	90.647	531.756	370.767
	211.191	100.895	535.900	392.827

a.1.1) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas em face de pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas necessárias à formação dos reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão e transmissão dos empreendimentos.

a.1.2) ICMS sobre venda interestadual de energia elétrica

O cliente, quando da aquisição de energia elétrica da Companhia em 2002, para industrialização (utilização no seu processo produtivo) em seu estabelecimento localizado no Rio Grande do Sul, entendeu que o ICMS não deveria incidir sobre a operação, tendo em vista as disposições constitucionais (alínea "b" do inciso X do parágrafo 2º do artigo 155 da Constituição Federal) e legais (artigos 2º, parágrafo 1º, inciso III, e 3º, inciso III, da Lei Complementar nº 87/1996) aplicadas à matéria, e manifestou sua intenção em questionar referido tributo.

Em novembro de 2005, cliente e Companhia, esta na qualidade de substituta tributária, assinaram termo de responsabilidade e reembolso, no qual o cliente expressamente ratificou e declarou ser o único responsável por todos e quaisquer pagamentos, débitos e passivos, incluindo acréscimos, encargos ou penalidades, referentes ao ICMS incidente na operação relativa à aquisição interestadual de energia da Companhia, obrigando-se a reembolsar a Companhia e mantê-la indene de qualquer valor eventualmente por ela incorrido. Após consultas do cliente e da Companhia à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, a fiscalização estadual lavrou auto de lançamento constituindo o crédito tributário. Interpostos os recursos cabíveis na esfera administrativa, o auto de lançamento restou julgado procedente.

Por este motivo, em novembro de 2007 foi ajuizada ação ordinária para discutir o direito da Companhia em não submeter à incidência do ICMS as operações interestaduais de energia com o cliente, após o ajuizamento, em outubro de 2007, de medida cautelar preparatória, com pedido de liminar, visando à obtenção de Certidão Positiva com Efeito de Negativa de tributos administrados pela Secretaria da Fazenda, oferecendo-se, para tanto, bens em caução em valor suficiente para garantir o crédito tributário, requerendo-se, ainda, a não inclusão do nome da empresa nos registros do CADIN/RS.

Como garantia do crédito tributário a que se refere o processo, foram oferecidos em caução na medida cautelar imóveis que integram a unidade fabril do cliente no Rio Grande do Sul com respectivas construções civis, benfeitorias, máquinas e equipamentos, tendo sido avaliados e aceitos pelo Juízo.

Posteriormente, em 2012, houve o ajuizamento da execução fiscal pelo Estado do Rio Grande do Sul, sendo nela deferida a conversão da caução tomada nos autos da medida cautelar acima referida, em penhora. Assim, a execução fiscal restou suspensa até o julgamento definitivo da ação ordinária.

Após decisões desfavoráveis nas instâncias anteriores, o Recurso Especial no STJ não foi conhecido por decisão monocrática. O processo encontra-se em fase de Agravo Interno no Recurso Especial (nº 1.580.456/RS). No entanto, face à recente jurisprudência do STJ proferida em 2022, tornou-se mais difícil a reversão da decisão de inadmissibilidade do recurso, motivo pelo qual os advogados, a Companhia e o cliente entenderam por bem reavaliar o risco do processo para provável.

Tendo em vista o termo de responsabilidade e reembolso retro citado e os imóveis do cliente penhorados em garantia, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para afirmar que, em caso de condenação definitiva na esfera judicial, o valor da execução fiscal será integralmente arcado pelo cliente. Sendo assim, a provisão e o direito de reembolso, registrado na rubrica "Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica" foram reconhecidos simultaneamente e apresentados de forma líquida no resultado.

a.1.3) Desmobilização de ativos de geração

Compreendem o valor presente dos custos estimados relativos à desmobilização dos ativos de geração eólica e solar. Mais informações vide Nota 11 – Imobilizado.

a.2) Mutações das provisões

	Controladora			
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Total
Saldos em 31.12.2020	74.716	5.103	12.985	92.804
Adições de constituição ¹	-	668	10.581	11.249
Atualizações	9.968	113	1.180	11.261
Reversão por pagamento ²	(5.552)	(5)	(144)	(5.701)
Reversão por revisão	(3.364)	(1.500)	(3.854)	(8.718)
Saldos em 31.12.2021	75.768	4.379	20.748	100.895
Adições de constituição ¹	2.030	107.264	3.825	113.119
Atualizações	9.180	626	2.019	11.825
Reversão por pagamento ²	(2.796)	-	(2.254)	(5.050)
Reversão por revisão	(4.705)	(1.391)	(3.502)	(9.598)
Saldos em 31.12.2022	79.477	110.878	20.836	211.191

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.

(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 31.12.2020	101.235	5.667	14.026	200.076	321.004
Adições de constituição ¹	8.760	676	10.773	33.780	53.989
Atualizações	10.984	115	1.199	23.873	36.171
Reversão por pagamento ²	(5.876)	(98)	(166)	-	(6.140)
Reversão por revisão	(6.227)	(1.882)	(3.854)	-	(11.963)
Baixa por alienação de subsidiária	-	-	(234)	-	(234)
Saldos em 31.12.2021	108.876	4.478	21.744	257.729	392.827
Adições de constituição ¹	7.917	107.271	3.825	25.881	144.894
Atualizações	9.662	630	2.030	15.459	27.781
Reversão por pagamento ²	(2.879)	-	(2.294)	-	(5.173)
Reversão por revisão	(19.538)	(1.390)	(3.501)	-	(24.429)
Saldos em 31.12.2022	104.038	110.989	21.804	299.069	535.900

(1) As adições foram registradas conforme a natureza dos gastos.

(2) O gasto definitivo foi registrado diretamente no resultado, conforme a natureza do gasto.

a.3) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

a.3.1) Riscos possíveis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciários	703.403	674.819	706.060	675.423
PIS/Cofins sobre reembolso de combustível	576.650	529.335	576.650	529.335
Denúncia espontânea	45.444	43.686	45.444	43.686
Compensação de base negativa na sucessão	-	29.216	-	29.216
Outros	81.309	72.582	83.966	73.186
Cíveis	7.234	14.294	28.142	55.974
Trabalhistas	11.339	12.372	20.329	13.069
	721.976	701.485	754.531	744.466

a.3.1.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- PIS/Cofins sobre reembolso de combustível

Em 14.12.2018, foi expedido Auto de Infração contra a Companhia relativo a não incidência de PIS e Cofins sobre os montantes repassados pela Eletrobras como reembolso dos combustíveis utilizados na geração de energia das termelétricas da Companhia, no período compreendido entre janeiro de 2014 e dezembro de 2016, com o argumento principal de que esses recursos recebidos da Eletrobras têm natureza de receita de subvenção para custeio. Os referidos reembolsos têm como base o incentivo do Governo na compra de combustíveis fósseis utilizados em usinas termelétricas.

Conforme a Lei Federal nº 10.438/02, o Governo criou o fundo público denominado CDE, com o objetivo de promover a competitividade das usinas que utilizam o carvão mineral, limitando, desta forma, o escopo do fundo público CCC, anteriormente existente, aos sistemas isolados.

O fundo público CDE, ao qual se refere o auto de infração, é formado do seguinte modo: (i) a distribuidora de energia, em suas faturas, cobra do consumidor final os montantes da conta de consumo de energia elétrica, sobre os quais o PIS e Cofins são devidos, e repassa estes valores ao órgão responsável pela gestão da CDE; (ii) as geradoras que utilizam dos combustíveis fósseis adquirem estes combustíveis e armazenam os estoques físicos em nome do fundo responsável pela gestão, o qual mantém a posse legal destes ativos; e (iii) o fundo responsável pela gestão reembolsa as geradoras os montantes relacionados ao combustível consumido.

Com base no mecanismo da CDE, a Companhia, em 15.01.2019, por meio de seus assessores externos, apresentou Recurso Voluntário ao auto de infração, no qual defende que: (i) a Companhia não possui a posse legal dos combustíveis; (ii) o reembolso não tem característica de subvenção para custeio, uma vez que é financiado pelos consumidores finais de energia e não pelo Governo; e (iii) o valor reembolsado não aumenta a receita da Companhia, existindo jurisprudência nos tribunais superiores que afirmam somente estarem sujeitos ao recolhimento do PIS e Cofins os recebimentos que efetivamente representem um aumento de riqueza. Desta forma, a Companhia entende que os reembolsos objeto do auto de infração não estão sujeitos ao PIS e Cofins.

Em 24.01.2020, a Companhia tomou ciência da decisão desfavorável ao Recurso Voluntário. Na sequência, a Companhia apresentou Embargos de Declaração contra o Acórdão no âmbito do CARF, o que teve decisão desfavorável. Em 21.11.2022, interpôs Recurso Especial no CSRF, que não foi admitido em 29.12.2022. Em decorrência da não admissibilidade a companhia interpôs, em 09.01.2023, Agravo ao CSRF que aguarda apreciação. Porém, no entendimento da Companhia, os procedimentos adotados estão de acordo com a norma contábil e a legislação fiscal.

Por fim, a posição da Companhia e de seus advogados é no sentido de que a evolução do caso no CARF, ainda que o desfecho se concretize desfavoravelmente na esfera administrativa, não altera a avaliação de êxito favorável, ou seja, a Companhia entende que possui sólidos argumentos para extinguir esta cobrança indevida de PIS e Cofins nas esferas superiores.

Este processo permanece com a Companhia após a alienação da subsidiária Diamante, visto que no período sob análise o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ainda fazia parte do parque gerador da controladora.

- Denúncia espontânea

O instituto de “denúncia espontânea” permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a RFB aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

- Compensação de base negativa na sucessão

A Companhia utilizou base negativa de CSLL proveniente de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data anterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação. A decisão favorável foi ratificada no CARF.

O processo encontrava-se em tramitação final na CSRF, com Recurso Especial da Fazenda Nacional que versa apenas sobre a questão da denúncia espontânea, consolidada a vitória com relação ao aproveitamento da base de cálculo da base negativa que corresponde a quase a integralidade do julgado.

Diante da decisão administrativa irreformável, assim entendida como definitiva na órbita administrativa, a Companhia entendeu por bem revisar o risco do processo para remoto.

a.3.2) Riscos remotos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciários	334.699	330.964	404.973	384.051
Cíveis	137.790	134.515	138.273	134.913
Trabalhistas	67.158	65.797	90.175	90.271
	539.647	531.276	633.421	609.235

b) Depósitos judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais e previdenciárias	39.606	49.876	42.483	50.238
Cíveis	20.941	19.040	21.345	19.434
Trabalhistas	7.351	9.266	7.607	9.526
	67.898	78.182	71.435	79.198

Do montante total dos depósitos judiciais, R\$ 24.130 (R\$ 24.192 em 31.12.2021), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

NOTA 19. TRIBUTOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES REGULATÓRIAS

a) Crédito de imposto de renda e contribuição social

Em 31.12.2022, a Companhia apresenta no ativo circulante o montante de R\$ 131.251 e R\$ 181.438 (R\$ 163.182 e R\$ 248.324 em 31.12.2021), na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a imposto de renda e contribuição social a recuperar, cuja expectativa é de que a compensação ocorra em 2023. Adicionalmente, a Companhia mantém o saldo em 31.12.2022 de R\$ 1.066 e R\$ 72.183 (R\$ 2.398 e R\$ 123.448 em 31.12.2021) na controladora e consolidado, respectivamente, relativos a créditos fiscais de PIS, Cofins e ICMS.

No ativo não circulante, a Companhia mantém registrado os montantes de R\$ 19.209 e R\$ 32.803 (R\$ 19.209 e R\$ 34.787 em 2021) na controladora e no consolidado, respectivamente, relativos a valores reconhecidos de atualização da Selic sobre repetição de indébitos tributários. Em 24.09.2021, o STF, no julgamento de mérito do nº 1.063.187, fixou a tese do Tema nº 962 no sentido de ser inconstitucional a incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário. Segundo a decisão, unânime no mérito e em sede de repercussão geral, a Selic constitui mera indenização pelo atraso no pagamento da dívida, e não representa acréscimo patrimonial que é o fato gerador para a tributação do IRPJ e da CSLL.

b) Obrigações fiscais e regulatórias

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imposto de renda e contribuição social a pagar	29.030	13.426	143.288	82.443
Outras obrigações fiscais e regulatórias	59.513	34.124	120.970	106.555
	88.543	47.550	264.258	188.998

b.1) Imposto de renda e contribuição social a pagar



Prática contábil:

São calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis e são apresentados de forma líquida no balanço patrimonial, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e serão quitados pelo valor líquido.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Imposto de renda	27.501	9.162	92.253	45.509
Contribuição social	1.529	4.264	51.035	36.934
	29.030	13.426	143.288	82.443

b.2) Outras obrigações fiscais e regulatórias



Prática contábil:

São registradas pelos valores conhecidos, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
PIS e Cofins	27.002	17.219	48.820	30.957
Royalties	26.271	11.808	34.238	17.081
ICMS	2.358	56	23.428	35.731
INSS	2.356	1.731	7.556	7.644
ISSQN	487	466	4.651	11.382
Taxa de fiscalização	1.249	1.207	2.379	2.066
Outros	4.122	2.674	4.345	3.095
	63.845	35.161	125.417	107.956
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(4.332)	(1.037)	(4.447)	(1.401)
	59.513	34.124	120.970	106.555

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos



Prática contábil:

São calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo “não circulante”, de forma líquida, independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos de acordo com a transação que originou o tributo diferido, seja no resultado, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

c.1) Composição

Natureza	Controladora				
	31.12.2022				31.12.2021
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Repactuação do risco hidrológico	2.165.587	541.397	194.903	736.300	781.403
Depreciação acelerada	949.424	237.356	85.448	322.804	316.084
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	459.988	114.997	41.399	156.396	178.114
Ganhos não realizados em operações de <i>hedge</i>	104.268	26.067	9.384	35.451	58.745
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Encargos financeiros capitalizados	54.859	13.715	4.937	18.652	19.443
Outros	131.103	32.776	11.799	44.575	17.806
		1.017.909	366.447	1.384.356	1.405.700
Ativo:					
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	1.254.053	313.513	112.865	426.378	424.057
Perdas não realizadas em operações de <i>hedge</i>	150.409	37.602	13.537	51.139	10.018
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	145.421	36.355	13.088	49.443	41.486
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	124.724	31.181	11.225	42.406	44.759
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	97.218	24.305	8.750	33.055	31.627
Obrigações com benefícios de aposentadoria	46.041	11.510	4.144	15.654	88.872
Outros	106.074	26.518	9.547	36.065	36.798
		507.508	182.705	690.213	677.617
Valor líquido		510.401	183.742	694.143	728.083

Natureza	Consolidado				
	31.12.2022				31.12.2021
	Base de cálculo	IR	CSLL	Total	Total
Passivo:					
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	6.769.893	1.692.473	609.290	2.301.763	1.652.099
Remuneração de ativo financeiro de concessão	2.708.906	677.227	243.802	921.029	886.728
Repactuação do risco hidrológico	2.318.983	579.746	208.708	788.454	833.766
Depreciação acelerada	1.317.912	329.478	118.612	448.090	548.412
Apropriação dos encargos financeiros	628.561	157.140	56.571	213.711	252.295
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	459.988	114.997	41.399	156.396	178.114
Intangível de bonificação pela outorga	429.443	107.361	38.650	146.011	117.750
Valor justo de direitos de projeto adquirido	236.021	59.005	21.242	80.247	80.247
Ganhos não realizados com operações de <i>hedge</i>	138.376	34.594	12.454	47.048	71.125
ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	100.308	25.077	9.028	34.105	34.105
Outros	153.882	38.471	13.849	52.320	25.078
		3.842.093	1.383.154	5.225.247	4.679.719
Ativo:					
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	6.463.533	1.615.883	581.718	2.197.601	1.758.756
RBO	1.506.079	376.520	135.547	512.067	399.398
Provisão de redução ao valor recuperável de ativos	1.254.053	313.513	112.865	426.378	424.057
Prejuízo fiscal e base negativa de CSLL	929.587	232.397	83.663	316.060	327.447
Perdas não realizadas com operações de <i>hedge</i>	171.985	42.996	15.479	58.475	28.774
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	150.203	37.551	13.518	51.069	47.816
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	124.724	31.181	11.225	42.406	44.759
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	108.665	27.166	9.780	36.946	38.929
Direito de reembolso de ICMS sobre venda de energia elétrica	106.097	26.524	9.549	36.073	-
Obrigações com benefícios de aposentadoria	46.041	11.510	4.144	15.654	88.873
Outros	228.665	57.166	20.579	77.745	77.220
		2.772.407	998.067	3.770.474	3.236.029
Valor líquido		1.069.686	385.087	1.454.773	1.443.690
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		1.105.334	400.018	1.505.352	1.504.825
Ativo ¹		(35.648)	(14.931)	(50.579)	(61.135)
Total		1.069.686	385.087	1.454.773	1.443.690

(1) Valor apresentado como parte da rubrica "Outros ativos não circulantes".

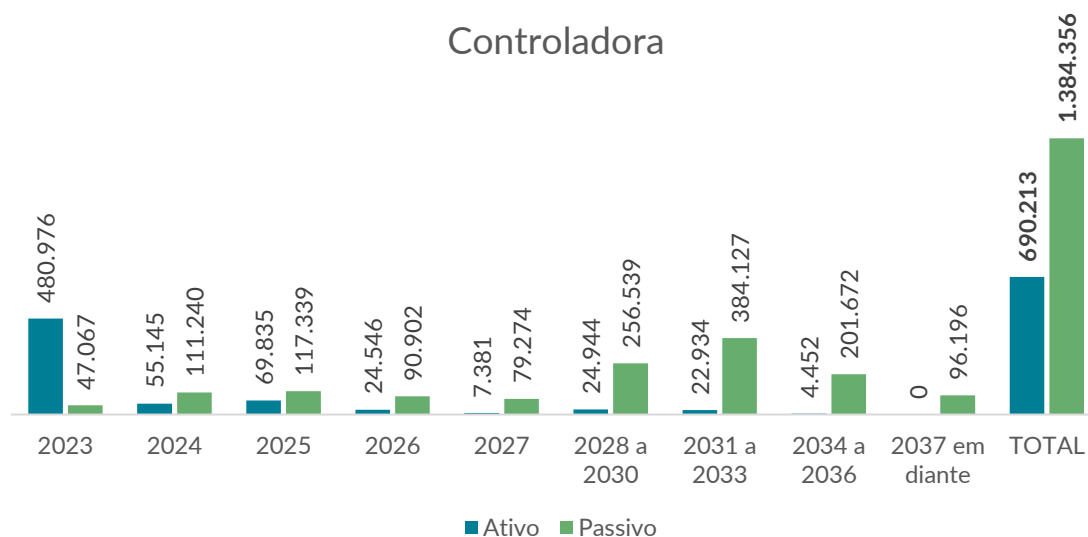
c.2) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	828.239	1.475.580
Impostos diferidos no resultado	(98.874)	(30.881)
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(1.282)	(1.940)
Baixa por alienação de subsidiária	-	931
Saldos em 31.12.2021	728.083	1.443.690
Impostos diferidos de empresa adquirida	-	513
Impostos diferidos no resultado	(92.762)	51.502
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	58.822	58.819
Transferência para passivos relacionados a ANCMV ¹	-	(99.751)
Saldos em 31.12.2022	694.143	1.454.773

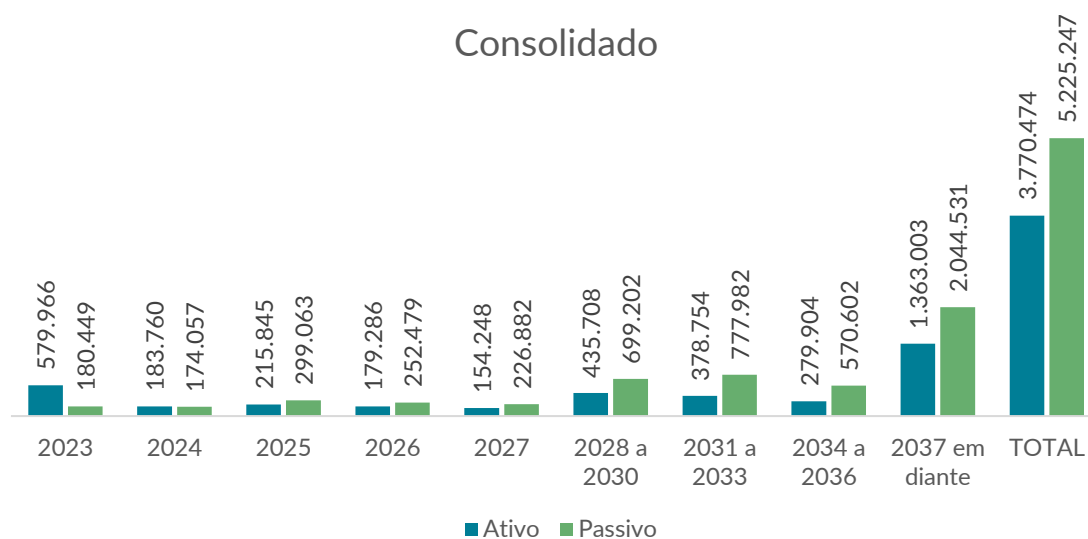
(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

c.3) Expectativa de realização e exigibilidade

Controladora



Consolidado



d) Conciliação dos tributos no resultado

	Controladora					
	31.12.2022			31.12.2021		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	2.842.601	2.842.601	2.842.601	1.503.526	1.503.526	1.503.526
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	(710.650)	(255.834)	(966.484)	(375.882)	(135.317)	(511.199)
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	498.493	179.457	677.950	367.836	132.421	500.257
Juros sobre o capital próprio	50.000	18.000	68.000	15.000	5.400	20.400
Selic sobre repetição de indébito tributário	23.834	1.282	25.116	14.011	5.044	19.055
Incentivos fiscais ¹	10.838	-	10.838	32.446	-	32.446
Outros	4.423	635	5.058	(885)	125	(760)
	(123.062)	(56.460)	(179.522)	52.526	7.673	60.199

Composição dos tributos no resultado

Corrente	(191.076)	(81.208)	(272.284)	(19.982)	(18.693)	(38.675)
Diferido	68.014	24.748	92.762	72.508	26.366	98.874
	(123.062)	(56.460)	(179.522)	52.526	7.673	60.199
Alíquota efetiva	4,3%	2,0%	6,3%	-3,5%	-0,5%	-4,0%

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

	Consolidado					
	31.12.2022			31.12.2021		
	IR	CSLL	Total	IR	CSLL	Total
Resultado antes dos tributos	3.285.294	3.285.294	3.285.294	1.819.434	1.819.434	1.819.434
Alíquota nominal	25%	9%	34%	25%	9%	34%
Despesa às alíquotas nominais	(821.324)	(295.676)	(1.117.000)	(454.859)	(163.749)	(618.608)
Diferenças permanentes						
Equivalência patrimonial	181.784	65.442	247.226	150.496	54.179	204.675
Incentivos fiscais ¹	88.593	7.135	95.728	106.703	-	106.703
Juros sobre o capital próprio	50.000	18.000	68.000	15.000	5.400	20.400
Variação entre bases do lucro real e presumido	35.986	10.156	46.142	2.157	(2.849)	(692)
Selic sobre repetição de indébito tributário	24.038	1.356	25.394	22.518	8.106	30.624
Outros	14.931	(1.147)	13.784	1.475	959	2.434
	(425.992)	(194.734)	(620.726)	(156.510)	(97.954)	(254.464)

Composição dos tributos no resultado

Corrente	(387.932)	(181.292)	(569.224)	(178.921)	(106.424)	(285.345)
Diferido	(38.060)	(13.442)	(51.502)	22.411	8.470	30.881
	(425.992)	(194.734)	(620.726)	(156.510)	(97.954)	(254.464)
Alíquota efetiva	13,0%	5,9%	18,9%	8,6%	5,4%	14,0%

(1) O incentivo fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

NOTA 20. OUTROS PASSIVOS

Prática contábil:

As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou estimados e, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Instrumentos financeiros derivativos – <i>hedge</i> ¹	188.094	56.632	284.453	110.010
Ressarcimentos às distribuidoras	-	-	199.604	471.094
Fornecedores ²	8.286	13.203	153.809	127.709
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	109.050	84.403
Adiantamento de clientes	-	462	10.653	18.999
Outras contas a pagar	56.514	100.890	116.009	188.502
	252.894	171.187	873.578	1.000.717
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	125.516	150.147	442.049	769.364
Passivo não circulante	127.378	21.040	431.529	231.353
	252.894	171.187	873.578	1.000.717

(1) Mais informações vide Nota 14 - Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros; item a.2.

(2) Mais informações vide Nota 13 - Fornecedores.

a) Ressarcimento às distribuidoras

A Companhia apresenta em seu passivo montante relativo ao mecanismo de ressarcimento previsto nos contratos de energia elétrica firmados no ACR das Usinas pertencentes aos Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo e Umburanas – Fase I, Assú V, dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, e Pampa Sul. Estes contratos preveem o pagamento por parte das distribuidoras de uma receita fixa, independente da geração verificada mês a mês, e posterior ressarcimento por parte da Companhia.

Os principais critérios de reconhecimento estão demonstrados abaixo:

Empresa	Leilão	Tipo	Crítérios de reconhecimento	2022	2021
Conjuntos Eólicos Trairi, Campo Largo e Uburanas – Fase I	20º Leilão de Energia Nova / 22º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	Cálculo: (i) ressarcimento anual: flexibilização de 10%, ocorrendo em função da variabilidade dos ventos e fatores gerais do mercado de energia. Entregas menores que 90% da energia contratada são mensuradas anualmente; e (ii) ressarcimento quadrienal: flexibilização verificada no contexto quadrienal, motivado pelo regime sazonal de ventos. Sendo assim, cada cálculo perdoado no ressarcimento anual é considerado para o quadriênio, assim como é considerado nas energias entregues acima de 100% de cada ano. Valoração: diferença mensurada com o maior entre o preço de venda fixado no leilão e o PLD do período de referência. Pagamento: é realizado no ano subsequente da mensuração, por meio da redução da fatura de venda.	175.582	113.056
Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	Cálculo: diferença entre energia contratada e energia gerada. Valoração: diferença multiplicada pelo preço do contrato. Pagamento: 12 parcelas iguais diretamente na contabilização do contrato para a CCEE no ano subsequente.	24.022	-
Pampa Sul	20º Leilão de Energia Nova	Disponibilidade	Cálculo: diferença entre a indisponibilidade programada verificada e a indisponibilidade declarada para cálculo da garantia física. Valoração: com base no Índice de Custo-Benefício (ICB) do contrato, atualizado pelo IPCA (apuração até 2021). Pagamento: a maior parte do valor foi liquidado em 2022, restando um saldo de R\$ 56.000, que segue em discussão, sobre a excludente de responsabilidade de Pampa Sul, relativos a indisponibilidade de conexão. O valor foi reclassificado para o ativo, visto que há saldo disponível em contas a receber com distribuidoras. Adicionalmente, os saldos de ativos e passivos de Pampa Sul foram reclassificados para ANCMV. Mais informações, vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda. A partir de 2022, quaisquer diferenças entre geração e disponibilidade máxima contratual serão liquidadas mensalmente na CCEE.	-	355.276
Assú V	8º Leilão de Energia de Reserva	Quantidade	Cálculo: diferença entre energia contratada e energia gerada. Valoração: diferença multiplicada pelo preço do contrato. Pagamento: 12 parcelas iguais diretamente na contabilização do contrato para a CCEE no ano subsequente.	-	2.762
				199.604	471.094

Deste montante, R\$ 268.177, líquidos de PIS e Cofins, foram reconhecidos no ano de 2022 (R\$ 246.912, reconhecidos no ano de 2021), tendo como contrapartida as receitas auferidas às distribuidoras.

b) Obrigações vinculadas à aquisição de ativos

Em 31.12.2022, a Companhia, por meio de suas controladas, mantém registrados os montantes de R\$ 94.459 e 11.846, relativos à aquisição dos direitos de desenvolvimento do Projeto Eólico Serra do Assuruá e do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, respectivamente. Além disso, a Companhia efetuou a baixa da totalidade do saldo em aberto, relativo à aquisição da Solairedirect, devido ao não cumprimento de marcos contratuais, no montante de R\$ 38.760, sendo R\$ 35.706 contra reservas de capital no patrimônio líquido e R\$ 3.054 contra o resultado financeiro.

Em dezembro de 2022, a Companhia efetuou o resgate de parte do valor dos depósitos vinculados, devido ao não cumprimento de marcos contratuais relativos à aquisição da Transmissora Novo Estado, e posteriormente, liquidou as obrigações condicionadas, no valor de R\$ 46.042. Adicionalmente, a Companhia reverteu parte da obrigação a título de ajuste de preço pós-período de mensuração da combinação de negócios, no montante de R\$ 20.090. Mais informações, vide Nota 5 – Depósitos vinculados.

NOTA 21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R\$ 7.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios findos em 31.12.2022 e 31.12.2021.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2022 e 31.12.2021, era R\$ 4.902.648, totalmente subscrito e integralizado, representado por 815.927.740 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2022, era de R\$ 10,37 (R\$ 9,72 por ação, em 31.12.2021).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2022 e 31.12.2021, era este:

	31.12.2022		31.12.2021	
	Lote de ações ordinárias	Participação no capital	Lote de ações ordinárias	Participação no capital
Acionistas				
ENGIE Brasil Participações Ltda.	560.640.791	68,71%	560.640.791	68,71%
Banco Clássico S.A.	80.425.026	9,86%	80.464.085	9,86%
Demais acionistas	174.861.923	21,43%	174.822.864	21,43%
	815.927.740	100,00%	815.927.740	100,00%

Em 31.12.2022 o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal detinham a quantidade de 56.088 ações da Companhia (78.488 em 31.12.2021).

c) Reservas de lucros

A composição das reservas de lucros é demonstrada a seguir:

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021
Reserva legal	980.530	980.530
Reserva de incentivos fiscais	273.736	264.783
Reserva de retenção de lucros	1.127.417	1.766.086
	2.381.683	3.011.399

c.1) Reserva Legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

No ano de 2021, a Companhia atingiu o limite de 20% do capital social e, portanto, não houve destinação de reserva legal no ano de 2022.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício – Usinas Ponte de Pedra e São Salvador, com base no art. 626 do Decreto nº 9.580/2018, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2022	31.12.2021
Lucro da exploração	47.943	247.882
Imposto de renda nominal (15%)	7.191	37.182
Adicional de imposto de renda	4.746	3.947
Imposto de renda calculado	11.937	41.129
Incentivo fiscal (%)	75%	75%
Incentivo fiscal	8.953	30.847

c.3) Reservas de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades. Em 31.12.2022 e 31.12.2021, a Administração da Companhia optou por não destinar valores à reserva de retenção de lucros, sendo o montante remanescente após a constituição das reservas legal e de incentivos fiscais, utilizado na proposição de dividendos e para a realização dos custos atribuídos.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado são reconhecidas no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra as variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos das seguintes transações: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela controlada em conjunto TAG, pelos Conjuntos Eólico Santo Agostinho e Serra do Assuruá e pelo Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, controladas indiretas; (iii) *hedges* de fluxo de caixa sobre empréstimos em moeda estrangeira e de exposição agregada; e (iv) efeitos de mudança de participação oriunda da incorporação da Aliança pela controlada em conjunto TAG.

O quadro a seguir apresenta os efeitos acumulados de outros resultados abrangentes:

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Benefício de aposentadoria					
Remensuração de obrigações com aposentadoria	17	67.693	(128.354)	67.840	(128.199)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	(23.016)	43.639	(23.066)	43.586
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		97	102	-	-
		44.774	(84.613)	44.774	(84.613)
- Serão reclassificados para o resultado					
Hedges de fluxo de caixa					
(Perdas) ganhos não realizadas originadas no exercício	14	-	23.039	(43.122)	81.768
Imposto de renda e contribuição social diferidos	19	-	(7.833)	-	(7.833)
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(43.122)	58.729	-	-
Ganhos não realizados originados no exercício de controlada em conjunto	10	(339.670)	(755.999)	(339.670)	(755.999)
Mudança de participação em controlada em conjunto		(99.230)	(99.230)	(99.230)	(99.230)
		(482.022)	(781.294)	(482.022)	(781.294)
		(437.248)	(865.907)	(437.248)	(865.907)

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros no equivalente a 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro por ação básico e diluído

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo dos lucos por ação.

	Controladora / Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021
Lucro líquido do exercício	2.663.079	1.563.725
Quantidade de ações ordinárias	815.927.740	815.927.740
Lucro por ação básico e diluído – em R\$	3,26387	1,91650

O cálculo é realizado por meio da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias da controladora, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o exercício. A Companhia não possui ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 22. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

Prática contábil:

São reconhecidos como passivo nos seguintes momentos: (i) dividendos intercalares e intermediários – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela AGO.

a) Cálculo

	31.12.2022	31.12.2021
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.663.079	1.563.725
Reserva legal	-	(43.650)
Reserva de incentivos fiscais	(8.953)	(30.847)
Realização do custo atribuído do imobilizado	40.048	(100.089)
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	11.684	10.177
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos e juros sobre o capital próprio	2.705.858	1.399.316
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	1.050.698	789.518
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	170.579	51.287
Dividendos adicionais propostos	1.455.160	549.798
Subtotal	2.676.437	1.390.603
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	29.421	8.713
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	2.705.858	1.399.316

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar

	Controladora	Consolidado
Saldos em 31.12.2020	1.407.161	1.410.713
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.459.112	1.459.237
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.789.231)	(2.792.602)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(12.077)	(12.077)
Saldos em 31.12.2021	64.965	65.271
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	2.439.165	2.440.593
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(2.284.784)	(2.286.031)
Transferência de dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados	(9.308)	(9.308)
Saldos em 31.12.2022	210.038	210.525

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a parcela equivalente a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

d) Dividendos e juros sobre capital próprio do exercício de 2021

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 05.08.2021, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R\$ 789.518, correspondentes a R\$ 0,9676321449 por ação, equivalentes a 100% do lucro líquido ajustado do 1º semestre de 2021. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2021 e o pagamento ocorreu em 29.11.2021.

Em 17.03.2022, ocorreu o pagamento dos juros sobre capital próprio, relativos ao período de 01.01.2021 a 31.12.2021, no valor bruto de R\$ 60.000, correspondente a R\$ 0,0735359237 por ação. Nessa mesma, data foram pagos os dividendos intermediários com base na reserva de retenção de lucros, no valor de R\$ 638.669, correspondente a R\$ 0,7827524080 por ação, os quais foram aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia ocorrida em 14.02.2022.

Ainda relativo ao exercício de 2021, em 28.04.2022, a AGO aprovou a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro líquido, no valor de R\$ 549.798, correspondendo a R\$ 0,6738313480 por ação. Nesta data, a Companhia reconheceu a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos a partir de 13.12.2021 e o pagamento dos dividendos ocorreu em 12.07.2022.

e) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2022

e.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 02.08.2022, aprovou a distribuição de dividendos intercalares no valor de R\$ 577.884, correspondentes a R\$ 0,7082542240 por ação, equivalentes a 55% do lucro líquido distribuível do 1º semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 17.08.2022 e o pagamento ocorreu em 12.12.2022.

Adicionalmente, em reunião realizada em 08.11.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intercalares complementares, com base nas informações trimestrais levantadas em 30.06.2022, no valor de R\$ 472.815, correspondente a R\$ 0,5794807287 por ação, equivalentes a 45% do lucro líquido distribuível ajustado do 1º semestre de 2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-dividendos intercalares a partir de 22.11.2022 e a data de pagamento ocorreu em 12.12.2022.

e.2) Juros sobre o capital próprio

Em 16.12.2022, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2022 a 31.12.2022, no valor bruto de R\$ 200.000, correspondente a R\$ 0,2451197455 por ação. O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2022, com base na posição acionária de 22.12.2022. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 23.12.2022 e serão pagos posteriormente, conforme definido pela Diretoria Executiva e comunicado por meio de Aviso aos Acionistas.

e.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 16.02.2023, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2022, no valor de R\$ 1.455.160 (R\$ 1,7834407362 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Dessa forma, esses dividendos estão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela AGO.

Desta forma, considerando o resultado de 2022 destinado, o montante de dividendos pagos será de R\$ 2.705.858 (R\$ 3,3162954344 por ação).

NOTA 23. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Prática contábil:

A receita é mensurada com base na contraprestação precificada no contrato com o cliente, pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos incidentes sobre ela.

A receita é reconhecida de acordo com a observância das seguintes etapas: (i) identificação dos direitos e compromissos do contrato com o cliente; (ii) identificação das obrigações de desempenho contratadas; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço às obrigações de desempenho; e (v) reconhecimento quando (ou na medida em que) as obrigações de desempenho são satisfeitas. Uma receita só é reconhecida quando não há incerteza significativa quanto à sua realização.

A receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida mensalmente, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

A seguir fornecemos informações sobre a natureza e a época do cumprimento de obrigações de desempenho em contratos com clientes, incluindo condições de pagamento significativas e as políticas de reconhecimento de receitas relacionadas.

Suprimento e fornecimento

A Companhia reconhece a receita com suprimento e fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais. O controle da energia elétrica é obtido a partir do momento em que a Companhia transfere a energia elétrica ao cliente. As faturas são emitidas mensalmente e são pagas, usualmente, em 30 dias a partir de sua emissão.

A receita é reconhecida com base na energia vendida e com preços especificados nos termos dos contratos de suprimento e fornecimento. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

Operações de trading

As operações de *trading* de energia são transacionadas em mercado ativo e, para fins de mensuração contábil, atendem a definição de instrumentos financeiros ao valor justo.

A Companhia reconhece a receita quando da entrega da energia ao cliente pelo valor justo da contraprestação. Adicionalmente, são reconhecidos como receita os ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado – diferença entre os preços contratados e os de mercado – das operações líquidas contratadas em aberto na data das demonstrações contábeis.

Transações no mercado de curto prazo

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações no mercado de curto prazo ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com PLD.

Receita de prestação de serviços

As UHEs Jaguará e Miranda, para a energia vendida no ACR, recebem, como parte da RAG, a parcela referente à GAG, a qual é destinada para a remuneração dos serviços de operação e manutenção das Usinas e visam evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber mensalmente, conforme a obrigação de desempenho de manter a Usina operando é atendida.

A receita relacionada a performance de implementação da infraestrutura para prestação de serviços de transmissão de energia elétrica sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida à medida que os gastos são incorridos acrescentando-se a margem estimada para cada projeto. As receitas dos serviços de operação e manutenção são reconhecidas no momento no qual os serviços são prestados pela Companhia.

Receita de construção de infraestrutura de transmissão

A receita de construção de infraestrutura de transmissão é reconhecida à medida que todas as obrigações de desempenho sejam satisfeitas ao longo do tempo. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão da construção. Esses gastos decorrentes da construção estão reconhecidos no custo.

A margem é estimada levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término do Sistema de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela Aneel.

A tabela a seguir apresenta a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida apresentada nas demonstrações dos resultados.

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Receita operacional bruta				
Distribuidoras de energia elétrica	2.670.178	2.630.477	4.589.402	3.918.762
Consumidores livres	401.447	398.246	3.772.026	3.460.547
Comercializadoras de energia elétrica	1.737.889	1.508.587	954.305	663.291
Operações de <i>trading</i>	-	-	752.195	1.196.229
Transações no mercado de curto prazo	162.412	43.407	388.080	618.679
Serviços prestados	82.750	74.220	192.917	173.416
Outras receitas	7.302	1.089	101.688	64.870
	5.061.978	4.656.026	10.750.613	10.095.794
Deduções da receita operacional				
PIS e Cofins	(445.396)	(411.084)	(934.996)	(894.279)
Pesquisa e desenvolvimento	(34.658)	(27.791)	(52.433)	(49.443)
ICMS	(7.994)	(10.684)	(8.483)	(25.715)
ISSQN	(4.138)	(3.720)	(4.163)	(4.064)
	(492.186)	(453.279)	(1.000.075)	(973.501)
Outras				
Receita de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	914.384	2.154.548
Remuneração de ativo de contrato	-	-	755.119	681.063
Remuneração de ativo financeiro de concessão	-	-	485.490	556.480
Ganhos não realizados em operações de <i>trading</i>	-	-	1.074	26.289
	-	-	2.156.067	3.418.380
Receita operacional líquida	4.569.792	4.202.747	11.906.605	12.540.673

NOTA 24. DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos operacionais

	Controladora				Consolidado			
	Custos com energia elétrica		Serviços prestados		Custos com energia elétrica		Serviços prestados	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Compras de energia ¹	493.191	788.971	-	-	2.368.882	2.099.447	-	-
Custo de construção de infraestrutura de transmissão	-	-	-	-	1.120.351	2.563.993	-	-
Depreciação e amortização	389.126	394.710	-	-	953.346	1.012.205	-	-
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão	411.204	361.679	-	-	625.137	606.253	-	-
Materiais e serviços de terceiros	66.966	56.583	6.605	5.728	427.522	401.975	6.605	5.728
Pessoal	140.183	137.875	25.705	26.398	209.888	279.728	25.706	26.398
Transações no mercado de energia de curto prazo ¹	45.766	273.268	-	-	166.753	628.632	-	-
Royalties	124.568	74.370	-	-	154.069	94.568	-	-
Combustíveis	-	-	-	-	115.457	334.578	-	-
Seguros	30.106	16.135	3.026	2.451	87.815	71.646	3.026	2.451
Repactuação do risco hidrológico	-	(1.436.362)	-	-	-	(1.590.825)	-	-
Outros	48.107	29.043	307	172	52.549	92.512	306	172
	1.749.217	696.272	35.643	34.749	6.281.769	6.594.712	35.643	34.749

(1) Para maiores informações vide item "a.1" abaixo.

a.1) Compras de energia

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Compras de energia				
Compras de energia para gerenciamento do portfólio	493.191	788.971	1.699.654	1.006.254
Operações de <i>trading</i>	-	-	665.853	1.086.677
Perdas não realizadas em operações de <i>trading</i>	-	-	3.375	6.516
	493.191	788.971	2.368.882	2.099.447
Transações no mercado de energia de curto prazo				
Compras no mercado de curto prazo	45.766	273.268	166.498	627.959
Operações de <i>trading</i>	-	-	255	673
	45.766	273.268	166.753	628.632

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Pessoal e administradores	15.218	13.989	152.156	162.950	15.218	13.989	152.715	166.604
Materiais e serviços de terceiros	1.757	1.671	122.290	71.326	3.618	4.690	123.980	82.204
Depreciação e amortização	72	90	35.957	29.028	96	114	36.358	30.098
Seguros	10	7	960	666	10	7	984	669
Outros	3.567	5.306	20.022	18.940	8.089	10.149	25.116	21.132
	20.624	21.063	331.385	282.910	27.031	28.949	339.153	300.707

NOTA 25. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2022	2021	2022	2021
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	197.024	84.097	478.962	189.238
Renda de depósitos vinculados	4.242	1.740	38.745	15.243
Juros e variação monetária sobre:				
Contas a receber	16.283	17.132	32.781	30.893
Alienação de subsidiária	12.132	3.337	12.132	3.337
Depósitos judiciais	5.184	4.322	5.310	4.537
Títulos e valores mobiliários	-	21.777	-	-
Combustíveis	-	-	-	3.416
Ajuste a valor de mercado de títulos e valores mobiliários	-	47.419	-	30.931
Outras receitas financeiras	13.110	230	17.261	3.254
	247.975	180.054	585.191	280.849
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre:				
Instrumentos de dívida	568.184	739.602	1.829.907	2.025.747
Hedge sobre instrumentos de dívida	369.107	108.741	371.544	157.104
Obrigações com benefícios de aposentadoria	45.734	28.966	45.736	29.012
Provisões	11.825	11.261	27.781	36.171
Outros	13.567	9.038	33.473	31.577
Variação cambial sobre:				
Instrumentos de dívida	(313.555)	358.174	(313.555)	358.174
Hedge sobre instrumentos de dívida	313.555	(358.174)	313.555	(358.174)
Ajuste a valor justo	2.454	(939)	(3.157)	(1.214)
Outras despesas financeiras	8.751	8.397	68.479	31.237
	1.019.622	905.066	2.373.763	2.309.634
Despesas de concessões a pagar (Uso de Bem Público)	717.251	1.038.775	726.718	1.049.905
Despesas financeiras, líquidas	1.488.898	1.763.787	2.515.290	3.078.690

NOTA 26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Prática contábil:

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de emissão e compra de instrumentos financeiros são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

a.1) Controladora

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber		Dividendos	Fornecedor		JCP / dividendos
	Energia	Serviços e outros ativos		Energia	Outros	
31.12.2022						
EBC	134.443	41	-	3.532	-	-
Pampa Sul	2.687	2.500	-	-	12	-
Jaguara	750	1.037	20.165	12.765	-	-
Miranda	500	1.401	12.840	7.077	-	-
ECP e controladas	-	10.588	17.340	-	-	-
CEE	-	802	233.117	-	-	-
ETP II e controladas	-	487	16.400	-	-	-
Lages	-	467	-	-	1.389	-
ENGIE Participações	-	176	-	-	1.439	116.811
Itasa	-	-	-	26.172	-	-
Outras	6.501	12.609	10.000	3.430	330	-
Total	144.881	30.108	309.862	52.976	3.170	116.811
31.12.2021						
EBC	150.440	-	-	3.199	-	-
Lages	15.000	520	8.611	-	-	-
Pampa Sul	2.030	-	-	-	12	-
Jaguara	2.000	648	80.856	12.506	-	-
Miranda	1.800	602	12.801	8.017	-	-
ETP II e controladas	-	5.618	16.401	-	-	-
ENGIE Participações	-	3.617	-	-	195	35.043
ECP e controladas	-	3.549	-	-	-	-
Itasa	-	2.184	5.065	12.349	-	-
CEE	-	553	281.887	-	-	-
Outras	10.000	3.571	-	1.277	520	-
Total	181.270	20.862	405.621	37.348	727	35.043

a.2) Consolidado

	ATIVO	PASSIVO
	Contas a receber	Fornecedor
	Serviços e outros ativos	Outros
31.12.2022		
Cofely	4.645	-
Engie Serviços	595	1
Engie Soluções	338	6
Engie Gerenciamento	336	-
Energia Sustentável	-	1.841
Tractebel Engineering	-	212
Engie Facilities	-	119
Outras	265	-
Total	6.179	2.179
31.12.2021		
Cofely	692	-
Engie Serviços	595	155
Engie Soluções	338	18
Engie Gerenciamento	336	-
Energia Sustentável	-	1.253
Engie Facilities	-	253
Tractebel Engineering	-	144
Outras	265	-
Total	2.226	1.823

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

b.1) Controladora

	Receita			Receitas financeiras	Custo	Custos e Despesas
	Venda de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração		Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2022						
EBC	1.537.949	-	496	-	45.648	-
ECV	33.434	-	165	-	17.644	-
Pampa Sul	30.168	-	4.518	-	-	-
CEE	14.741	10.257	496	-	-	-
Jaguara	13.568	-	479	-	139.342	-
Miranda	6.307	-	479	-	77.362	-
ENGIE Trading	5.752	-	496	-	31.395	-
Itasa	-	30.018	-	-	182.481	-
Outras	190	15.344	8.475	-	17.319	5.357
Total	1.642.109	55.619	15.604	-	511.191	5.357
31.12.2021						
EBC	1.330.850	-	450	-	16.428	-
Jaguara	78.045	-	435	-	212.885	-
Diamante	60.151	-	9.681	-	95.543	-
Pampa Sul	57.684	-	450	22.839	-	-
Miranda	30.583	-	435	-	104.719	-
Lages	30.099	-	263	-	11.756	-
ECV	24.203	-	149	-	174.576	-
ENGIE Trading	13.989	-	450	-	16.573	-
Itasa	-	25.672	-	-	130.929	-
Ceste	-	23.100	-	-	-	-
ECP e controladas	-	-	7.337	-	-	-
Jirau	-	-	-	-	15.738	-
Outras	-	-	450	-	17.847	5.670
Total	1.625.604	48.772	20.100	22.839	796.994	5.670

As transações com partes relacionadas compreendem, principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos e (iv) garantias concedidas a terceiros.

b.2) Consolidado

	Custo	Custos e Despesas
	Compra de energia	Serviços de terceiros
31.12.2022		
Energia Sustentável	17.320	-
Engie Facilities	-	5.533
Tractebel Engineering	-	3.499
Engie Serviços	-	1.326
Outras	-	16
Total	17.320	10.374
31.12.2021		
Energia Sustentável	15.737	-
Engie Facilities	-	5.414
Tractebel Engineering	-	2.771
Engie Serviços	-	1.702
Total	15.737	9.887

c) Compromissos futuros

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso futuro Base 31.12.2022
CECL	ECV	2036 e 2039	IPCA	Janeiro e Setembro	12.770.470
ECV	EBC	2025, 2036 e 2039	IPCA	Janeiro, Março e Setembro	11.410.040
CESA	ECV	2045	IPCA	Junho, Agosto e Outubro	9.079.528
CEUR	ECV	2036	IPCA	Janeiro	2.370.789
CETR	EBC	2032 e 2037	IPCA	Janeiro e Dezembro	1.391.026
Jaguara	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	939.427
Itasa	ENGIE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	789.478
ENGIE Trading	EBC	2023 a 2026	.. ¹	.. ¹	626.154
Miranda	ENGIE	2028	IPCA	Janeiro	526.314
EBC	CEE	2041	IPCA	Outubro	462.588
Itasa	ENGIE	2030	IGP-M	Janeiro	399.689
CEUR	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	252.062
EBC	ENGIE Trading	2022 a 2026	IPCA	Diversos ²	223.860
CECL	EBC	2038	IPCA	Janeiro e Dezembro	184.707
Ferrari	EBC	2029	IPCA	Julho	60.129
EBC	CECL	2038	IPCA	Janeiro	35.879
EBC	CETR	2037	IPCA	Janeiro e Fevereiro	34.535
ENGIE Trading	ENGIE	2023 e 2025	IPCA	Julho, Maio, Agosto e Outubro	23.750
EBC	CEUR	2038	IPCA	Janeiro	20.975
CECL ³	CECL ³	2038	IPCA	Dezembro	10.312
Lages	EBC	2023	IPCA	Agosto	8.492
ENGIE Trading	ECV	2023 e 2024	IPCA	Dezembro	1.957
EBC	ENGIE	2025	IGP-M	Fevereiro	897
EBC	Assú V	2025	IPCA	Janeiro	293

(1) Contratos com fornecimentos de 12 meses.

(2) Janeiro, março, abril, junho, agosto, setembro, outubro e novembro.

(3) A Companhia CLWP Eólica Parque III S.A. é vendedora em contratos firmados com as Companhias CLWP Eólica Parque V S.A. e CLWP Eólica Parque VI S.A., todas pertencentes ao Conjunto Eólico Campo Largo.

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pelas controladas diretas EBC e ECV.

c.2) Operação e manutenção

A Companhia executa as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, quando estas controladas não possuem serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro
			Base 31.12.2022
Itasa	16.10.2030	IGP-M	305.228
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	97.318

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas e financeiras das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é de R\$ 14.723 (R\$ 20.101 em 31.12.2021).

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos e debêntures firmados por suas controladas diretas e indiretas. As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2022
BNDES e BASA	Penhor da totalidade das ações de titularidade direta e indireta da subsidiária da Companhia (ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda.) de emissão das seguintes empresas: CLWP Brasil Participações (Holding das empresas CLWP I, CLWP II, CLWP III, CLWP IV, CLWP V, CLWP VI, CLWP VII, CLWP XV, CLWP XVI, CLWP XVIII e CLWP XXI), CLWP Brasil II Participações (Holding das empresas CLWP VIII, CLWP IX, CLWP X, CLWP XI, CLWP XII, CLWP XIII, CLWP XIV, CLWP XVII, CLWP XIX, CLWP XX e CLWP XXII), Umburanas Participações (Holding das empresas Umburanas 1, Umburanas 2, Umburanas 3, Umburanas 5, Umburanas 6, Umburanas 8, Umburanas 9, Umburanas 10, Umburanas 11, Umburanas 13, Umburanas 15, Umburanas 16, Umburanas 18, Umburanas 17, Umburanas 19, Umburanas 21, Umburanas 23 e Umburanas 25), Santo Agostinho Participações (Holding das empresas Santo Agostinho 1, Santo Agostinho 2, Santo Agostinho 3, Santo Agostinho 4, Santo Agostinho 5, Santo Agostinho 6, Santo Agostinho 13, Santo Agostinho 14, Santo Agostinho 17, Santo Agostinho 18, Santo Agostinho 21, Santo Agostinho 25, Santo Agostinho 26 e Santo Agostinho 27) e Solairedirect Holding Brasil (Holding da Engie Solar Floresta Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Floresta I, Floresta II e Floresta III) e da Engie Solar Paracatu Geração Centralizada Holding (Holding das empresas Paracatu I, Paracatu II, Paracatu III e Paracatu IV)).	4.995.657
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Novo Estado Participações S.A.) de emissão da Novo Estado Transmissora.	2.942.266
BNDES e Debêntures	Penhor da totalidade das ações de titularidade da subsidiária da Companhia (Gralha Azul Participações S.A.) de emissão da Gralha Azul.	1.784.613
	Penhor da totalidade das ações de titularidade da Companhia de emissão da Pampa Sul, Jaguará e Miranda.	2.964.253

Além do penhor das ações, a Companhia figura como fiadora das obrigações assumidas nos contratos de financiamento até o *completion* financeiro das operações contratadas pelas empresas citadas acima, com a inclusão da empresa Ferrari.

Adicionalmente, a Companhia cedeu os direitos creditórios do CCEAR firmados no Leilão de Geração Aneel nº 002/2006, no âmbito do financiamento do Conjunto Eólico Campo Largo.

e) Avais e fianças

e.1) Construção de projetos

A Companhia é fiadora da construção dos projetos Conjunto Eólico Santo Agostinho, Maracanã, Novo Estado e Gavião Real. Em 31.12.2022, o montante total dessas garantias é R\$ 511.324. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R\$ 326.665 em 2023, R\$ 93.600 em 2024, R\$ 82.800 em 2025 e R\$ 8.259 em 2026.

e.2) Compra de energia

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2022 é R\$ 190.497. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R\$ 65.580 em 2023, R\$ 58.216 em 2024, R\$ 17.870 em 2025, R\$ 4.518 em 2026, R\$ 2.510 em 2027, R\$ 1.389 em 2028, R\$ 25.869 em 2029, R\$ 4.510 em 2032 e R\$ 10.035 em 2036.

e.3) Encargos de uso de rede elétrica e de conexão e O&M

A Companhia é avalista na emissão de garantias referente a contratos de encargos de rede elétrica, e de conexão (CUST, CCT e CUSD) e O&M, no valor total de R\$ 83.278. O valor de R\$ 59.315 irá vencer em 2023 e o vencimento do montante de R\$ 23.963 está condicionado ao término do contrato, o qual é indefinido.

e.4) Empréstimos

A Companhia possui contratada fianças bancárias para garantir as obrigações dos contratos de financiamento referente a construção da Usina Fotovoltaica Assú V e do projeto Novo Estado. Em 31.12.2022, o montante das garantias é R\$ 884.431, sendo que o valor de R\$ 814.059 vencerá em 2023 e R\$ 70.372 vencerá em 2024.

Adicionalmente, a Companhia e as demais controladoras da controlada em conjunto TAG possuem garantia corporativa de valores referentes à dívida. Esta garantia possui um valor máximo, suficiente para cobrir seis meses do serviço da dívida.

f) Remuneração das pessoas chaves da Administração e do Conselho Fiscal

As remunerações anuais de 2022, relacionadas às pessoas chave da Administração, composta por Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Comitê de Auditoria Estatutário, e do Conselho Fiscal, serão aprovadas em AGO, que se realizará no dia 26.04.2023 enquanto as remunerações de 2021 foram aprovadas na AGO ocorrida em 28.04.2022. Os montantes reconhecidos nos exercícios foram:

	2022	2021
Remuneração fixa	14.511	13.793
Remuneração variável	9.289	9.711
Encargos sociais	5.156	4.588
Outros	2.029	1.686
	30.985	29.778

Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 27. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO

Um segmento de negócio é um componente identificável da Companhia, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos demais segmentos de negócio. Os segmentos operacionais da Companhia refletem sua gestão e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados, e estão abaixo sumarizados:

- Geração: é o principal negócio da Companhia e compreende as atividades de geração e venda de energia elétrica do portfólio.
- Transmissão: a Companhia é a responsável primária pela construção e instalação da infraestrutura relacionada à concessão de transmissão dos Sistemas de Transmissão Gralha Azul, Novo Estado e Gavião Real e está exposta aos riscos e benefícios dessa construção. A atividade operacional deste segmento foi iniciada parcialmente, tendo em vista que as obras não foram totalmente finalizadas.
- *Trading*: este segmento visa auferir resultados por meio da variação de preços de energia, dentro dos limites de risco pré-estabelecidos. As atividades deste segmento são realizadas pelas controladas ENGIE Trading e EBC.
- Painéis solares: atividade de desenvolvimento, venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares realizada pela EGSD, subsidiária alienada em 21.02.2022.
- Transporte de gás: a Companhia também atua nos mercados de gás através de sua controlada em conjunto TAG.

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas, alocação das transações por segmento e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações entre os segmentos.

A Companhia apresenta suas informações por segmento de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais, a Diretoria Executiva. Com base no relatório interno, a Diretoria Executiva é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

O resultado financeiro e os tributos sobre o lucro da Companhia não são alocados por segmento, pois a Administração realiza a gestão do fluxo de caixa de forma corporativa. A Diretoria Executiva é a principal gestora das operações e não utiliza o balanço patrimonial por segmentos para tomada de decisão e análise dos resultados de cada segmento. Por este motivo, não é apresentado o balanço patrimonial por segmento.

A Companhia revisa regularmente as informações do segmento relacionadas à controlada em conjunto TAG, com base em sua parcela proporcional de receita, lucros, ativos e passivos para tomar decisões sobre os recursos a ser alocados ao segmento e avaliar seu desempenho. Contudo, a participação da Companhia na controlada em conjunto é contabilizada nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas pelo método de equivalência patrimonial.

As informações por segmento referentes aos exercícios de 2022 e 2021 estão apresentadas de forma consolidada nas tabelas a seguir:

	2022					
	Energia elétrica			Painéis solares ¹	Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	9.511.950	1.702.886	684.815	6.954	-	11.906.605
Custos operacionais	(4.504.494)	(1.140.405)	(669.483)	(3.030)	-	(6.317.412)
LUCRO BRUTO	5.007.456	562.481	15.332	3.924	-	5.589.193
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(345.672)	(12.979)	(5.172)	(2.361)	-	(366.184)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(20.486)	21.521	-	-	-	1.035
Impairment, líquido	(184.439)	-	-	118.361	-	(66.078)
Alienação de subsidiária	9.912	-	-	(94.430)	-	(84.518)
	(540.685)	8.542	(5.172)	21.570	-	(515.745)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	727.136	727.136
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	4.466.771	571.023	10.160	25.494	727.136	5.800.584
(1) Em 21.02.2022, foi concluída a operação de venda da participação societária que a Companhia possuía na subsidiária EGSD. Nesta data, a sociedade deixou de ser controlada pela Companhia, passando também a não ser consolidada.						
	2021					
	Energia elétrica			Painéis solares	Transporte de gás	Consolidado
	Geração	Transmissão	Trading			
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	8.560.665	2.836.017	1.112.758	31.233	-	12.540.673
Custos operacionais	(2.920.253)	(2.564.831)	(1.093.865)	(50.512)	-	(6.629.461)
LUCRO (PREJUÍZO) BRUTO	5.640.412	271.186	18.893	(19.279)	-	5.911.212
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas com vendas, gerais e administrativas	(314.013)	(8.251)	(3.877)	(3.515)	-	(329.656)
Outras (despesas) receitas operacionais, líquidas	(9.370)	213	-	41	-	(9.116)
Impairment, líquido	(998.624)	-	-	(77.534)	-	(1.076.158)
Alienação de subsidiária	(200.143)	-	-	-	-	(200.143)
	(1.522.150)	(8.038)	(3.877)	(81.008)	-	(1.615.073)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	601.985	601.985
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	4.118.262	263.148	15.016	(100.287)	601.985	4.898.124

NOTA 28. SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro Danos Materiais e Lucros Cessantes – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros corporativos de sua controladora ENGIE. A vigência da apólice do PDBI vai até 31.05.2023, os valores em risco cobertos são de R\$ 20.814.871 na controladora e de R\$ 45.284.737 no consolidado, a saber:

Tipo de usina	Controladora		Consolidado	
	Danos materiais	Lucros cessantes	Danos materiais	Lucros cessantes
Usinas Hidrelétricas	17.819.558	2.882.518	25.863.752	3.348.584
Usina Termelétrica ¹	-	-	2.515.764	535.604
Usinas Complementares (eólica, solar, biomassa e PCH)	112.041	754	10.366.287	1.666.001
Sistemas de Transmissão	-	-	681.960	306.785
	17.931.599	2.883.272	39.427.763	5.856.974

(1) Mais informações vide Nota 8 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R\$ 3.082.080, por evento.

Em 10.03.2022, em virtude da aquisição dos Conjuntos Fotovoltaicos Paracatu e Floresta, os ativos passaram a integrar a o programa de seguros corporativos da ENGIE.

A partir de 21.08.2022 e 18.12.2022, devido ao encerramento do prazo de vigência de suas apólices exclusivas, as subestações que integram os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado passaram a integrar a apólice do programa de seguros corporativos, respectivamente. No entanto, a cobertura para Novo Estado e suas subestações está restrita apenas a danos materiais.

b) Riscos de engenharia

A Companhia mantém contratadas apólices de seguros para o Conjunto Eólico Santo Agostinho e para os Sistemas de Transmissão Gralha Azul e Novo Estado, cujos limites para danos materiais são de R\$ 350.000, R\$ 1.000.000 e R\$ 500.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, *cyber*, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

NOTA 29. COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A companhia considera os compromissos de longo apresentados abaixo, como suas obrigações mais relevantes:

	Controladora						Total
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	
CUST	435.002	435.002	435.002	435.002	435.002	1.061.273	3.236.283
Contratos de conexão	11.999	11.999	11.999	11.999	11.999	59.401	119.396
Repactuação do risco hidrológico	-	6.671	8.006	4.670	-	82.684	102.031
Modernização da UHSO	62.397	26.930	1.645	-	-	-	90.972
Contratos de O&M	254	254	-	-	-	-	508
Saldos em 31.12.2022	509.652	480.856	456.652	451.671	447.001	1.203.358	3.549.190

	Consolidado						Total
	2023	2024	2025	2026	2027	2028 em diante	
CUST	692.950	692.950	692.950	692.950	931.383	4.374.513	8.077.696
Conjunto Eólico Serra do Assuruá	1.442.140	3.498.155	127.965	-	-	-	5.068.260
Contratos de O&M	258.722	242.588	240.907	221.125	202.658	989.201	2.155.201
Conjunto Eólico Santo Agostinho	1.228.641	403.335	-	-	-	-	1.631.976
CUSD	46.531	46.531	46.531	46.531	46.531	891.788	1.124.443
Repactuação do risco hidrológico	-	6.671	8.006	4.670	-	115.029	134.376
Contratos de conexão	12.236	12.236	12.236	12.236	12.236	62.072	123.252
Modernização da Salto Osório	62.397	26.930	1.645	-	-	-	90.972
Sistema de Transmissão – Novo Estado	89.934	-	-	-	-	-	89.934
Sistema de Transmissão – Gavião Real	56.988	10.861	-	-	-	-	67.849
Sistema de Transmissão – Gralha Azul	50.537	131	-	-	-	-	50.668
Modernização da UHE Miranda	28.568	383	1.352	513	-	-	30.816
Modernização da UHE Jaguará	29.032	-	-	-	-	-	29.032
Conjunto Fotovoltaico Assú Sol	670	2.630	100	-	-	-	3.400
Saldos em 31.12.2022	3.999.346	4.943.401	1.131.692	978.025	1.192.808	6.432.603	18.677.875

a) CUST

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE, Itasa, Jaguará, Conjunto Eólico Trairí, Conjunto Eólico Campo Largo, Conjunto Eólico Campo Largo II, Umburanas – Fase I e Conjunto Eólico Santo Agostinho mantêm contratos com o ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas.

b) Conjunto Eólico Serra do Assuruá

A Companhia assinou em 30.09.2022 contratos de fornecimentos de aerogeradores para a construção do Conjunto Eólico Serra do Assuruá, localizado no estado da Bahia, o qual terá como capacidade instalada prevista de 846 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre 2024.

c) Contratos de O&M

A Companhia, suas controladas CEE, Floresta, Paracatu, Ferrari, Jaguará, Miranda e os Conjuntos Eólicos Trairí, Campo Largo, Campo Largo II, Umburanas – Fase I e Itasa mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros.

d) Conjunto Eólico Santo Agostinho

A Companhia assinou contrato com fornecedores de aerogeradores para construção do Conjunto Eólico Santo Agostinho, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 434 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o primeiro semestre de 2023.

e) CUSD

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

f) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no mercado regulado. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Após a referida compensação, a Companhia passará a efetuar o pagamento mencionado.

g) Contratos de conexão

A Companhia e suas controladas CEE, o Conjunto Eólico Trairí e Assú V mantêm contratos de conexão com empresas de transmissão. As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

h) Modernização da Salto Osório

A Companhia mantém contratos com fornecedores para a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 e irá resultar em um aumento na garantia física da Usina de 13,9 MW médios.

i) Sistema de Transmissão – Novo Estado

A Companhia, por meio da controlada indireta Novo Estado, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Novo Estado, localizado nos estados do Pará e Tocantins, com, aproximadamente, 1.800 km de extensão de linhas de transmissão.

j) Sistema de Transmissão – Gavião Real

A Companhia, por meio da controlada indireta Gavião Real, mantém contratos de construção para a ampliação de uma subestação complementar ao projeto Novo Estado, e um trecho de seccionamento de uma linha de distribuição de aproximadamente 1 km.

k) Sistema de Transmissão – Gralha Azul

A companhia, por meio da controlada indireta Gralha Azul, mantém contratos de construção do Sistema de Transmissão Gralha Azul, localizado no estado do Paraná, o qual totaliza, aproximadamente, 1.000 km de extensão de linhas de transmissão,

l) Modernização da UHE Miranda

Em 29.04.2021 a Companhia assinou o contrato de modernização do sistema digital de supervisão e controle, sistemas comuns e do sistema de proteção e oscilografia para as três unidades geradoras e sistemas comuns da Usina.

m) Modernização da UHE Jaguará

A Companhia possui contratos de modernização do gerador da unidade geradora 01 da UHJA e modernização de pontes e pórticos operacionais. Esta modernização, aliada a modernização da turbina, a qual deve ocorrer nos próximos anos, possibilitará o aumento da capacidade da Usina.

n) Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

A Companhia assinou contrato com fornecedores de módulos fotovoltaicos para construção do Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, localizado no estado de Rio Grande do Norte, o qual terá como capacidade instalada prevista de 752 MW. A entrada em operação comercial está prevista para o segundo semestre de 2025.

o) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Recursos próprios	4.085	4.226	4.674	4.722	4.722	4.722
Compras	1.212	823	342	296	284	279
Disponibilidade total	5.297	5.049	5.016	5.018	5.006	5.001
Disponibilidade contratada	4.779	4.242	3.805	3.428	2.742	2.261
Distribuidoras	29,6%	31,7%	33,5%	36,1%	41,7%	49,1%
Comercializadoras	32,5%	29,4%	32,9%	33,0%	35,0%	38,5%
Clientes livres	37,9%	38,9%	33,6%	30,9%	23,3%	12,4%
% Contratados	90,22%	84,02%	75,86%	68,31%	54,77%	45,21%

NOTA 30. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Dividendos destinados por controladas e controladas em conjunto	1.585.661	1.315.189	503.750	682.500
Dividendos intercalares, JCP e dividendos adicionais creditados	2.439.165	1.459.112	2.440.593	1.459.112
Dividendos e juros sobre capital próprio não reclamados	11.684	10.177	11.684	10.177
Transferência de participação devido reestruturação societária	-	598.442	-	-
ICMS sobre venda de energia elétrica ¹	106.097	-	106.097	-
Obrigações vinculadas à aquisição de ativos	-	-	101.983	44.008
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	(196.047)	20.648	(196.039)	20.614
Crédito de imposto de renda e contribuição social	2.515	6.731	(47.459)	3.616
Fornecedores de imobilizado e de intangível ²	(25.747)	42.909	(7.298)	(160.115)
Redução de capital em investidas com compensação de fornecedores	-	35.469	-	-
Baixa de investimento pela alienação de subsidiária	(71.393)	503.953	-	-
Ativos líquidos de controlada transferida para ANCMV	-	-	260.691	-
Ativos líquidos de controladas adquiridas	-	-	499.414	-
Constituição de reserva de capital	156.743	-	156.743	-
Provisões para desapropriações na construção de transmissão	-	-	1.093	6.220

(1) Mais informações vide Nota 18 – Provisões e depósitos judiciais.

(2) O montante de R\$ 7.298 é composto por: (i) aumento de R\$ 39.892 referentes ao saldo de fornecedor de imobilizado de ANCMV, em função da assinatura do SPA de Pampa Sul, e (ii) redução de R\$ 47.190 referentes ao saldo de fornecedores de imobilizado e de intangível apresentado na Nota 13 – Fornecedores.

NOTA 31. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 16.02.2023, encaminhou para aprovação em AGO, a proposta de distribuição de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2022, no montante de R\$ 1.455.160, ou R\$ 1,7834407362 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

b) Recomposição do prazo da outorga da Usina Hidrelétrica Estreito ("UHE Estreito")

Em 2016, em virtude do reconhecimento dos eventos excludentes de responsabilidade da UHE Estreito que ocasionaram o atraso do início da operação comercial, foi possível pleitear a recomposição do prazo da outorga. Em 31.01.2023, nos termos da Lei 13.360/2016, do contrato de concessão nº 094/2002 e por meio da Nota Técnica nº 877/2022–SCG/SFG/Aneel, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou por unanimidade a recomposição de prazo de concessão da UHE Estreito, em 852 dias.

c) Decisão do STF sobre “coisa julgada” em matéria tributária

Em 08.02.2023, o Plenário do STF concluiu e finalizou o julgamento dos Temas 881 e 885, decidindo, por unanimidade, que uma decisão definitiva, a chamada “coisa julgada”, sobre tributos recolhidos de forma continuada, perde automaticamente os efeitos das decisões transitadas em julgado caso exista pronunciamento divergente e contrário, quando ocorrer em controle concentrado ou sob regime de repercussão geral. A Companhia avaliou os efeitos reflexos desta decisão e não identificou processos judiciais impactados pela referida decisão da Suprema Corte, por não possuir decisões judiciais que resultem na supressão de seus tributos, cuja matéria tenha sido, posteriormente, julgada em sentido contrário pela Suprema Corte, em ação de controle concentrado ou sob regime de repercussão geral. Adicionalmente, a Companhia entende que a decisão não possui aplicação direta ou reflexa à ENGIE Brasil Energia ou suas controladas para a data base de 31.12.2022 e continua monitorando a evolução do assunto.