

AES Brasil Energia S.A.

Demonstrações contábeis individuais e consolidadas em 31 de dezembro de 2023, preparadas de acordo as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPCs) e as normas internacionais de contabilidade (IFRS), com Relatório dos Auditores Independentes sobre as demonstrações contábeis.

ÍNDICE

Relatório dos Auditores Independentes sobre as demonstrações contábeis	1
Balancos Patrimoniais	5
Demonstrações dos Resultados	7
Demonstrações dos Resultados Abrangentes	8
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	9
Demonstrações do Valor Adicionado	10
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	11
Notas Explicativas sobre as demonstrações contábeis	26
Relatório Anual do Comitê de Auditoria Estatutário	105
Parecer do Conselho Fiscal	108
Declaração dos Diretores sobre as demonstrações contábeis	111
Declaração dos Diretores sobre o relatório dos Auditores Independentes	112

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Ao Conselho de Administração e acionistas da
AES Brasil Energia S/A
São Paulo – SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da AES Brasil Energia S/A (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

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

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para o assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas”, incluindo aquelas em relação a esse principal assunto de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar o assunto abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

Reconhecimento da receita e custos com compra e venda de energia

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia reconheceu receitas operacionais consolidadas no montante de R\$ 4.111.743 mil, conforme divulgado na nota explicativa 25, e custos consolidados com compra de energia no montante de R\$ 2.196.958 mil, conforme divulgado na nota explicativa 26. As receitas são oriundas das operações de fornecimento e suprimento de energia elétrica, cujo reconhecimento ocorre quando a obrigação contratual de entregar energia é satisfeita e o valor da venda pode ser mensurado de forma confiável.

O processo de receita ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao cliente, relacionada ao fornecimento de energia elétrica, calculada em base estimada, até 31 de dezembro de 2023, utilizando determinadas premissas oriundas dos contratos de compra e venda de energia.

A receita é um importante indicador de performance da Companhia e de sua administração, o que pode criar um incentivo de reconhecimento da receita antes do cumprimento da obrigação de desempenho, ou de postergação do reconhecimento do custo. Dessa forma, existe o risco de que uma receita ou custo sejam reconhecidos fora do seu período de competência, especialmente no período que antecede o fechamento do exercício.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o risco inerente envolvendo o reconhecimento da receita e custo em período distinto daquele em que a obrigação de desempenho foi atendida, além do o volume significativo de transações e a magnitude dos valores envolvidos.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: (i) Avaliação da adequação das políticas contábeis adotadas pela Companhia no reconhecimento da receita; (ii) Entendimento dos controles internos relacionados ao reconhecimento da receita e do ambiente de controle da Companhia; (ii) Confronto do sumário de energia emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE com o Balanço Energético da Companhia, com o propósito de corroborar a quantidade de energia transacionada no período e os valores contabilizados, incluindo o montante não faturado reconhecido na data base e realizado em data subsequente; e (iii) Avaliação da adequação das divulgações efetuadas pela Companhia sobre as receitas e custos, incluídas nas notas 25 e 26, às demonstrações contábeis individuais e consolidadas.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre o reconhecimento das receitas e custos, que está consistente com a avaliação da Companhia, consideramos que os critérios e premissas utilizadas são aceitáveis, assim como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, elaboradas sob a responsabilidade da diretoria da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado, individual e consolidada, foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

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

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

Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

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

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

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

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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

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

São Paulo, 26 de fevereiro de 2024

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S/S. Ltda.
CRC- 2SP034519/O



Adilvo França Junior
Contador CRC- 1BA021419/O

BALANÇOS PATRIMONIAIS
31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	3	95	35.056	281.683	195.872
Investimentos de curto prazo	3	342.813	352.000	1.733.262	3.587.700
Contas a receber de clientes	4	—	—	375.660	335.767
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	5	9.841	8.045	101.211	94.268
Outros tributos a recuperar	5	—	—	4.614	6.813
Instrumentos financeiros derivativos	31.1	—	—	31.527	69.256
Cauções e depósitos vinculados	7	678	—	37.320	287.185
Conta de ressarcimento	8	—	—	9.718	21.074
Outros ativos	9	10.358	91	197.211	180.567
TOTAL ATIVO CIRCULANTE		363.785	395.192	2.772.206	4.778.502
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	5	18.509	9	75.235	10.414
Tributos diferidos	6	2.081	966	127.958	129.287
Cauções e depósitos vinculados	7	74	—	577.380	327.836
Instrumentos financeiros derivativos	31.1	—	—	34.941	585
Conta de ressarcimento	8	—	—	7.854	4.157
Outros ativos	9	1.010	—	35.604	39.471
Investimentos em controladas e joint ventures	10	6.105.386	5.300.840	106.852	107.539
Imobilizado, líquido	11	1.001	2.460	13.691.750	11.173.804
Intangível, líquido	12	1.232	113	2.050.140	2.360.851
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		6.129.293	5.304.388	16.707.714	14.153.944
TOTAL DO ATIVO		6.493.078	5.699.580	19.479.920	18.932.446

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis .

BALANÇOS PATRIMONIAIS
31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	13	1.719	598	375.775	267.913
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	243.171	40.062	2.308.744	877.133
Passivo de arrendamento	16	1.143	1.363	7.935	8.509
Imposto de renda e contribuição social a pagar	14	—	—	17.600	17.798
Outros tributos a pagar	14	2.999	479	60.417	48.558
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		45.057	147	45.976	286
Provisões para processos judiciais e outros	18	680	—	9.324	23.498
Instrumentos financeiros derivativos	31.1	35.365	1.485	143.799	88.162
Encargos setoriais	19	—	—	21.651	14.255
Obrigações de aquisições	20	—	—	131.990	137.954
Conta de ressarcimento	8	—	—	137.633	298.257
Outras obrigações	21	2.220	3.343	71.567	57.982
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE		332.354	47.477	3.332.411	1.840.305
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	1.603.488	1.258.481	9.149.383	10.017.897
Passivo de arrendamento	16	—	1.166	212.175	171.712
Tributos diferidos	6	—	—	8.486	141.421
Obrigações com benefícios pós-emprego	17	—	—	104.007	110.690
Provisões para processos judiciais e outros	18	—	—	64.982	71.950
Instrumentos financeiros derivativos	31.1	38.131	998	257.382	218.731
Obrigações de aquisições	20	—	—	—	108.137
Conta de ressarcimento	8	—	—	638.914	433.363
Outras obrigações	21	138	280	132.757	244.445
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE		1.641.757	1.260.925	10.568.086	11.518.346
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social subscrito e integralizado	22	2.196.958	2.196.958	2.196.958	2.196.958
Ações em tesouraria	22	(15)	—	(15)	—
Reserva de capital	22.1	1.258.949	1.259.106	1.258.949	1.259.106
Reserva de lucros	22.1	1.231.057	1.090.752	1.231.057	1.090.752
Outros resultados abrangentes	22.1	(167.982)	(155.638)	(167.982)	(155.638)
Subtotal		4.518.967	4.391.178	4.518.967	4.391.178
Participação de acionistas não controladores	22.2	—	—	1.060.456	1.182.617
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.518.967	4.391.178	5.579.423	5.573.795
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		6.493.078	5.699.580	19.479.920	18.932.446

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$, exceto lucro por ação)

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
Receita operacional líquida	25	—	—	3.431.516	2.845.057
Custo de produção e operação de energia	26	—	—	(2.196.958)	(1.972.535)
LUCRO BRUTO		—	—	1.234.558	872.522
Gerais e administrativas	27	(21.214)	(19.471)	(192.749)	(199.583)
Outras (despesas) receitas operacionais	28	445	(1.124)	(10.085)	4.864
TOTAL DAS DESPESAS E RECEITAS OPERACIONAIS		(20.769)	(20.595)	(202.834)	(194.719)
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		(20.769)	(20.595)	1.031.724	677.803
Receitas financeiras		90.142	35.699	485.567	392.246
Despesas financeiras		(269.265)	(152.267)	(1.117.787)	(700.878)
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	29	(179.123)	(116.568)	(632.220)	(308.632)
Resultado de equivalência patrimonial	10	333.983	286.868	8.836	20.048
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		134.091	149.705	408.340	389.219
Imposto de renda e contribuição social correntes		—	—	(102.314)	(74.496)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(50)	(5)	27.261	5.424
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	6	(50)	(5)	(75.053)	(69.072)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		134.041	149.700	333.287	320.147
Atribuído a acionistas da empresa controladora		134.041	149.700	134.041	149.700
Atribuído a acionistas não controladores		—	—	199.246	170.447
Lucro por ação (em reais)					
Básico	24.1	0,22269	0,28881	0,22269	0,28881
Diluído	23.2	0,21889	0,28158	0,21889	0,28158

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$)

	Controladora		Consolidado		
	Notas	2023	2022	2023	2022
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		134.041	149.700	333.287	320.147
Outros resultados abrangentes					
- Itens que não serão reclassificados para o resultado no futuro					
Efeito reflexo sobre remensuração da obrigação com previdência privada		7.873	21.038	—	—
Remensuração da obrigação de benefício definido		—	—	11.929	31.876
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação de benefício definido	6.1	—	—	(4.056)	(10.838)
Efeito reflexo sobre remensuração da obrigação com PIA		(1.142)	107	—	—
Remensuração da obrigação com PIA		—	—	(1.730)	162
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação com PIA	6.1	—	—	588	(55)
- Itens que serão reclassificados para o resultado no futuro					
Equivalência patrimonial sobre hedge de fluxo de caixa de controlada		56.736	(68.251)	—	—
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(20.729)	23.289	—	—
Hedge de fluxo de caixa	31	(3.377)	(2.857)	53.643	(70.824)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre Hedge de fluxo de caixa	6.1	1.165	971	(19.564)	24.260
Opção de recompra de participação acionária	21	(1.690)	78.344	(1.690)	78.344
TOTAL DE RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE IMPOSTOS		172.877	202.341	372.407	373.072
Atribuído a acionistas da empresa controladora				172.877	202.341
Atribuído a acionistas não controladores				199.530	170.731

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
31 de dezembro de 2023 e 2022
 (Valores expressos em milhares de reais – R\$)

Descrição	Notas	Reservas de Lucros										Subtotal do patrimônio líquido Controladora	Participação de acionistas não controladores (nota 22.2)	Total do patrimônio líquido Consolidado
		Capital social	Ações em Tesouraria	Reservas de capital	Reserva de investimentos	Reserva de lucros a realizar	Reserva legal	Reserva Estatutária	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados				
Saldos em 31 de dezembro de 2021		2.116.001	—	321.469	843.696	74.671	20.801	—	(153.563)	—	3.223.075	811.161	4.034.236	
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	149.700	149.700	170.447	320.147	
<u>Outros resultados abrangentes</u>		—	—	—	—	—	—	—	52.641	—	52.641	284	52.925	
<u>Transações com os acionistas:</u>														
Remuneração com base em ações		—	—	916	—	—	—	—	—	—	916	—	916	
Reservas de capital		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	164.099	164.099	
Distribuição de dividendos		—	—	—	—	—	—	—	—	(52.877)	(52.877)	(166.557)	(219.434)	
Dividendos e juros sobre o capital próprio não resgatados		—	—	—	—	—	—	—	—	45	45	—	45	
Aumento de capital		50.000	—	967.678	—	—	—	—	—	—	1.017.678	203.183	1.220.861	
Aumento de capital mediante capitalização parcial da Reserva Especial de ágio de Controlada		30.957	—	(30.957)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
<u>Mutações internas do Patrimônio Líquido:</u>														
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida de impostos		—	—	—	—	—	—	—	(54.716)	54.716	—	—	—	
Constituição de reservas com lucro do exercício		—	—	—	141.363	—	10.221	—	—	(151.584)	—	—	—	
Saldos em 31 de dezembro de 2022		2.196.958	—	1.259.106	985.059	74.671	31.022	—	(155.638)	—	4.391.178	1.182.617	5.573.795	
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	134.041	134.041	199.246	333.287	
<u>Outros resultados abrangentes</u>		—	—	—	—	—	—	—	38.836	—	38.836	284	39.120	
<u>Transações com os acionistas:</u>														
Ações em Tesouraria - Minoritários		—	(15)	—	—	—	—	—	—	—	(15)	—	(15)	
Remuneração com base em ações		—	—	(157)	—	—	—	—	—	—	(157)	—	(157)	
Dividendos mínimos obrigatórios		—	—	—	—	—	—	—	—	(43.989)	(43.989)	(782)	(44.771)	
Dividendos - reserva de lucros a realizar	33	—	—	—	—	—	(922)	—	—	(5)	(927)	—	(927)	
Distribuição de dividendos intermediários	22.2 e 33	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(217.693)	(217.693)	
Redução de capital em controladas	22.2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(103.216)	(103.216)	
<u>Mutações internas do Patrimônio Líquido:</u>														
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida de impostos		—	—	—	—	—	—	—	(51.180)	51.180	—	—	—	
Constituição de reservas com lucro do exercício		—	—	—	—	—	9.261	131.966	—	(141.227)	—	—	—	
Saldos em 31 de dezembro de 2023		2.196.958	(15)	1.258.949	985.059	73.749	40.283	131.966	(167.982)	—	4.518.967	1.060.456	5.579.423	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$)

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
1. RECEITAS	—	—	7.147.359	5.956.653
Receita bruta de venda de energia	—	—	3.963.857	3.254.614
Outras receitas operacionais	—	—	147.886	80.594
Receitas relativas à construção de ativos próprios	—	—	3.035.616	2.621.445
2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	(6.031)	(6.720)	(4.381.281)	(4.188.945)
Materiais	(91)	(36)	(1.264.436)	(1.605.685)
Serviços de terceiros	(6.398)	(5.587)	(1.751.158)	(1.246.749)
Custo da energia comprada e transmissão	—	—	(1.206.583)	(1.225.410)
Outros custos operacionais	458	(1.097)	(159.104)	(111.101)
3. VALOR ADICIONADO BRUTO	(6.031)	(6.720)	2.766.078	1.767.708
4. RETENÇÕES	(1.327)	(351)	(930.760)	(515.326)
Depreciação e amortização	(1.327)	(351)	(930.760)	(515.326)
5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	(7.358)	(7.071)	1.835.318	1.252.382
6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	428.502	324.307	515.404	426.276
Equivalência patrimonial	333.983	286.868	8.836	20.048
Receitas financeiras	94.519	37.439	506.568	406.228
7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	421.144	317.236	2.350.722	1.678.658
8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	421.144	317.236	2.350.722	1.678.658
Pessoal	11.130	11.109	193.899	160.898
Remuneração e encargos	8.173	7.417	151.490	121.148
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	2.621	3.707	27.734	25.891
Previdência privada	336	(15)	5.244	5.811
FGTS	—	—	9.431	8.048
Tributos (Governos)	6.697	4.131	704.835	524.664
Federais	6.697	4.131	344.439	280.996
Imposto de Renda e Contribuição Social	50	4	75.053	69.072
COFINS	3.766	1.497	165.940	123.098
PIS	612	243	68.245	58.953
INSS	2.153	2.101	32.264	26.716
Encargos sociais - Outros	116	286	2.937	3.157
Estaduais	—	—	243.795	158.771
ICMS	—	—	243.378	158.162
Outros	—	—	417	609
Municipais	—	—	1.071	833
IPTU	—	—	818	832
ISS	—	—	253	1
Encargos setoriais	—	—	115.530	84.064
Pesquisa e desenvolvimento	—	—	21.935	21.130
Taxa de fiscalização - ANEEL	—	—	17.785	14.448
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	—	—	75.810	48.486
Remuneração de capital de terceiros	269.276	152.296	1.118.701	672.949
Juros	269.265	152.267	1.114.851	671.591
Aluguéis	11	29	3.850	1.358
Remuneração de capitais próprios	134.041	149.700	333.287	320.147
Lucros retidos	133.114	96.823	133.114	96.823
Dividendos	927	52.877	927	52.877
Participação de acionistas não controladores	—	—	199.246	170.447

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais – R\$)

Notas	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Atividades operacionais:				
Lucro líquido do exercício	134.041	149.700	333.287	320.147
Ajustes para conciliar o Lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:				
Depreciação e amortização	25.941	2.911	654.814	507.567
Variação monetária e cambial	59.773	(282)	172.728	159.298
Provisão (reversão) para processos judiciais e outros	18 680	—	(16.640)	250
Despesas com previdência privada e programa de incentivo à aposentadoria	17 —	—	11.557	12.167
Custo de empréstimos (encargos de dívidas) - líquido de juros capitalizados	15 e 29 201.961	151.918	800.046	429.647
Juros sobre passivo de arrendamento	16 246	48	16.939	11.117
Marcação a mercado de derivativos	25 —	—	(3.934)	(7.779)
Receita aplicação financeira em investimento curto prazo	29 (93.354)	(25.558)	(412.574)	(313.581)
Resultado de equivalência patrimonial	10 (358.888)	(289.428)	(8.836)	(20.048)
Tributos e contribuições sociais diferidos	6 50	5	(27.261)	(5.424)
Ações e opções de ações outorgadas	(157)	631	(157)	916
Baixa de bens do ativo	12 —	—	18.176	1.572
Variação de ativos e passivos operacionais	(17.959)	(2.471)	207.738	293.785
Contas a receber de clientes	—	—	(39.893)	62.842
Tributos e contribuições sociais compensáveis	(19.003)	(5.037)	47.145	66.876
Outros ativos	(1.338)	3.044	(32.258)	(65.436)
Fornecedores	1.121	(2.306)	108.805	(133.121)
Outros tributos a pagar	—	—	(43.582)	—
Imposto de renda e contribuição social a pagar	—	—	102.314	42.950
Encargos setoriais	—	—	7.396	—
Conta de ressarcimento	—	—	62.516	177.651
Outras obrigações	1.261	1.828	(4.705)	142.023
	(47.666)	(12.526)	1.745.883	1.389.634
Pagamento de juros (encargos de dívidas)	15 e 29 (173.768)	(105.664)	(398.227)	(139.566)
Pagamento de juros sobre passivo de arrendamento	16 (246)	(48)	(15.895)	(8.766)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	—	—	(163.264)	(139.506)
Pagamento de obrigações com entidade de previdência privada	17 —	—	(8.041)	(3.275)
Pagamento de processos judiciais e outros	18 —	—	(1.069)	(253)
(Aplicações) resgates em investimentos de curto prazo	15.493	(341.893)	1.822.522	(2.337.506)
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	85.755	12.446	456.414	214.388
Caixa líquido (usado) gerado nas atividades operacionais	(120.432)	(447.685)	3.438.323	(1.024.850)
Atividades de investimentos:				
Adiantamento para futuro aumento de capital em controlada	10 (71.875)	—	—	—
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	11 e 12 (1.119)	(113)	(3.034.212)	(2.614.290)
Aumento de capital em controladas e controladas em conjunto	10 (367.291)	(814.249)	—	—
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa das empresas adquiridas	20 —	(883.759)	(150.919)	(1.038.059)
(Aplicações) resgates de cauções e depósitos vinculados	7 (752)	—	2.921	(792)
Dividendos recebidos	—	552.877	—	—
Caixa líquido (usado) nas atividades de investimentos	(441.037)	(1.145.244)	(3.182.210)	(3.653.141)
Atividades de financiamentos:				
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	15 571.113	1.300.000	1.168.104	4.247.905
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	15 (324)	(8.249)	(9.739)	(75.484)
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	15 (1.328)	(689.578)	(851.742)	(944.915)
Liquidação de instrumento derivativo	(41.677)	—	(217.328)	(151.027)
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	33 (5)	(52.842)	(217.701)	(220.330)
Aumento de capital	22.2 —	1.017.678	—	1.220.861
Redução de capital	22.2 —	—	(103.216)	—
Compra de ações em tesouraria	(15)	—	(15)	—
Reservas de capital	22.2 —	—	—	164.099
Pagamento de passivo de arrendamento (principal)	16 (1.256)	(282)	(8.650)	(4.064)
(Aplicações) Resgates de garantias de financiamento	7 —	—	69.985	(20.225)
Caixa líquido (usado) gerado nas atividades de financiamentos	526.508	1.566.727	(170.302)	4.216.820
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	(34.961)	(26.202)	85.811	(461.171)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	35.056	61.258	195.872	657.043
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	95	35.056	281.683	195.872

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A AES Brasil Energia S.A (“Companhia” ou “Controladora”), é uma companhia de capital aberto, com sede na Avenida Luiz Carlos Berrini, 1.376, 12º andar da Torre A - Sala Digitalização, Brooklin Paulista, São Paulo - SP, que tem por objetivo principal exercer o controle de sociedades que atuam majoritariamente nos setores de geração de energia elétrica. A Companhia é diretamente controlada pela AES Holdings Brasil Ltda. e indiretamente pela The AES Corporation (“AES Corp”), sediada nos Estados Unidos da América.

A Companhia possui um portfólio diversificado de geração de energia elétrica renovável, sendo eles: geração hidroelétrica, geração eólica e geração solar.

1.1 Geração hidroelétrica

Parque Gerador	Ano de conclusão	Prazo de concessão	Quantidade de turbinas	Capacidade instalada MW (i)	Garantia física MW (i)
Usinas Hidrelétricas (UHE)					
Água Vermelha	1978	2032	6	1.396,2	694,5
Nova Avanhandava	1982	2032	3	347,4	125,5
Promissão	1975	2032	3	264,0	93,9
Bariri	1969	2032	3	143,1	59,6
Barra Bonita	1963	2032	4	140,8	46,7
Ibitinga	1969	2032	3	131,5	66,8
Euclides da Cunha	1960	2032	4	108,9	47,1
Caconde	1966	2032	2	80,4	32,5
Limoeiro	1958	2032	2	32,0	14,3
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)					
Mogi-Guaçu	1994	2032	2	7,2	4,0
São José	2012	2036	2	4,0	1,6
São Joaquim	2011	2036	1	3,0	1,3
Total			35	2.658,5	1.187,8

(i) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes.

De acordo com a portaria nº 709/2022 de 02 de dezembro de 2022, do Ministério de Minas e Energia (MME), foi aprovada a revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2023.

Alocação da garantia física

A alocação da garantia física é parte da estratégia de sazonalização de energia, ou seja, o quanto da capacidade de geração hídrica, em MW médios, a controlada direta AES Operações irá alocar a cada mês do ano vigente para atender seus contratos de venda de energia e capturar oportunidades de mercado. Ao definir qual será a curva de alocação de energia, ou sazonalização, a Companhia avalia diversos cenários e fatores que podem impactar sua capacidade de geração futura, como a curva de despacho das usinas termelétricas, condições hidrológicas, demanda de energia, nível dos reservatórios entre outros fatores que possam influenciar na decisão.

1.2 Geração eólica

Geração eólica - Leilões

Parque Gerador Eólico	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Quantidade de aerogeradores	Capacidade instalada MW (i)	Garantia física MW (i)
<u>Eólico Alto Sertão II</u>									
Ametista	12º LEN/2011	135/2012	15/03/2012	14/03/2047	35 anos	2015	17	28,6	10,3
Borgo	12º LEN/2011	222/2012	16/04/2012	15/04/2047	35 anos	2016	12	20,2	11,2
Caetitê	12º LEN/2011	167/2012	23/03/2012	14/03/2047	35 anos	2016	18	30,2	16,6
Dourados (ii)	12º LEN/2011	130/2012	14/03/2012	13/03/2047	35 anos	2015	17	28,6	10,4
Espigão	12º LEN/2011	172/2012	26/03/2012	25/03/2047	35 anos	2016	6	10,1	5,8
Maron	12º LEN/2011	107/2012	12/03/2012	11/03/2047	35 anos	2015	18	30,2	12,5
Pelourinho	12º LEN/2011	168/2012	23/03/2012	22/03/2047	35 anos	2016	13	21,8	12,4
Pilões (ii)	12º LEN/2011	128/2012	14/03/2012	13/03/2047	35 anos	2015	18	30,2	11,4
Serra do Espinhaço	12º LEN/2011	171/2012	26/03/2012	25/03/2047	35 anos	2016	11	18,5	10,6
Araçás	3º LER/2010	241/2011	08/04/2011	07/03/2046	35 anos	2014	19	31,9	15,5
Da Prata	3º LER/2010	177/2011	28/03/2011	27/03/2046	35 anos	2014	13	21,9	10,1
Morrão	3º LER/2010	268/2011	25/04/2011	24/04/2046	35 anos	2014	18	30,2	16,1
Seraíma	3º LER/2010	332/2011	31/05/2011	30/05/2046	35 anos	2014	18	30,2	17,5
Tanque	3º LER/2010	330/2011	30/05/2011	29/05/2046	35 anos	2014	18	30,0	13,9
Ventos do Nordeste	3º LER/2010	161/2011	21/03/2011	20/03/2046	35 anos	2014	14	23,5	10,1
Subtotal							230	386,1	184,4
<u>Eólico Ventus</u>									
Miassaba 3	2º LER/2009	740/2010	20/08/2010	19/08/2045	35 anos	2014	41	68,5	22,8
Reis dos Ventos 1	2º LER/2009	963/2010	13/12/2010	12/12/2045	35 anos	2014	35	58,4	21,9
Reis dos Ventos 3	2º LER/2009	964/2010	13/12/2010	12/12/2045	35 anos	2014	36	60,1	21,1
Subtotal							112	187,0	65,8
<u>Eólico Salinas e Mandacará</u>									
Embuaca	2º LER/2009	732/2010	18/08/2010	17/08/2045	35 anos	2014	13	27,3	11,1
Icaraí	2º LER/2009	601/2010	01/07/2010	30/06/2045	35 anos	2014	8	16,8	7,8
Mar e Terra	2º LER/2009	867/2010	26/10/2010	25/10/2045	35 anos	2014	11	23,1	8,4
Bela Vista	2º LER/2009	741/2010	20/08/2010	19/08/2045	35 anos	2014	13	27,3	11,8
Santo Antônio de Pádua (ii)	12º LEN/2011	419/2012	12/07/2012	11/07/2047	35 anos	2014	7	14,0	5,7
São Cristóvão	12º LEN/2011	411/2012	11/07/2012	10/07/2047	35 anos	2014	13	26,0	11,1
São Jorge (ii)	12º LEN/2011	412/2012	11/07/2012	10/07/2047	35 anos	2014	12	24,0	10,8
Subtotal							77	158,5	66,7
<u>Complexo Eólico Vento de Araripe</u>									
Ventos De Santo Onofre I	5º LER/2013	80/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	16,2
Ventos De Santo Onofre II	5º LER/2013	78/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	16,6
Ventos De Santo Onofre III	5º LER/2013	85/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	16,7
Ventos De Santa Joana II	5º LER/2013	77/2015	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	14,8
Ventos De Santa Joana VI	5º LER/2013	83/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	15,1
Ventos De Santa Joana VIII	5º LER/2013	82/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	15,7
Ventos De Santa Joana XIV	5º LER/2013	84/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	15	30,0	14,9
Subtotal							105	210,0	110,0
<u>Complexo Eólico Caetés</u>									
Ventos De Santa Brígida I	5º LER/2013	81/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	8	13,6	6,6
Ventos De Santa Brígida II	5º LER/2013	79/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	16	27,2	14,7
Ventos De Santa Brígida III	5º LER/2013	69/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	17	28,9	14,4
Ventos De Santa Brígida IV	5º LER/2013	86/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	16	27,2	14,0
Ventos De Santa Brígida V	5º LER/2013	63/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	17	28,9	15,0
Ventos De Santa Brígida VI	5º LER/2013	68/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	17	28,9	15,1
Ventos De Santa Brígida VII	5º LER/2013	125/2014	27/02/2014	18/02/2049	35 anos	2015	16	27,2	14,9
Subtotal							107	181,9	94,7
<u>Complexo Eólico Cassino</u>									
Cassino I (Vento)	02ºLFA/2010	153/2011	03/11/2011	03/02/2046	35 anos	2015	11	22,0	8,1
Cassino II (Wind)	02ºLFA/2010	162/2011	03/11/2011	03/02/2046	35 anos	2015	10	20,0	7,5
Cassino III (Brisa)	02ºLFA/2010	152/2011	03/11/2011	03/02/2046	35 anos	2015	11	22,0	8,6
Subtotal							32	64,0	24,2
Total							663	1.187,5	545,8

(i) Informações em MW não auditada pelos auditores independentes

(ii) As Garantias Físicas anteriormente estabelecidas para as usinas eólicas Pilões, Dourados, São Jorge e Santo Antônio de Pádua foram revogadas pela Portaria 2.634/2023, ficando vigente o montante apresentado.

Geração eólica - contratos no ambiente de contratação livre (ACL)

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME/ANEEL	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Quantidade de aerogeradores	Capacidade Instalada MW	Garantia física MW (i)
Eólico Tucano								
Tucano F2	ACL	REA 8817/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	4	24,8	11,5
Tucano F3	ACL	REA 8818/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	7	43,4	19,7
Tucano F4	ACL	REA 8819/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	7	43,4	19,9
Tucano F5	ACL	REA 8820/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	4	22,8	—
Tucano F6	ACL	REA 8821/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	8	49,6	23,0
Tucano F7	ACL	REA 8822/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	9	55,8	26,8
Tucano F8	ACL	REA 8823/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	8	49,6	21,7
Tucano F5	ACL	REA 8824/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	8	45,6	—
Tucano F1	ACL	REA 8825/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	7	43,4	19,0
Tucano F5	ACL	REA 8826/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	6	34,2	—
Tucano F5	ACL	REA 8827/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	6	39,9	—
Tucano F2	ACL	REA 8828/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	2	12,4	5,5
Tucano F5	ACL	REA 8829/2020	29/05/20	28/05/55	35 anos	3	17,1	—
Subtotal						79	482,0	147,1
Eólico Cajuína								
Santa Tereza 01	ACL	REA 9262/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	7	39,9	—
Santa Tereza 02	ACL	REA 9263/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	7	39,9	—
Santa Tereza 03	ACL	REA 9264/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	8	45,6	—
Santa Tereza 04	ACL	REA 9265/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	7	39,9	—
Santa Tereza 05	ACL	REA 9266/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	8	45,6	—
Santa Tereza 06	ACL	REA 9267/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	2	9,0	—
Santa Tereza 07	ACL	REA 9268/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	12	68,4	—
Santa Tereza 08	ACL	REA 9269/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	3	17,1	—
Santa Tereza 09	ACL	REA 9270/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	14	63,0	—
Santa Tereza 10	ACL	REA 9271/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	9	51,3	—
Santa Tereza 11	ACL	REA 9272/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	11	49,5	—
Santa Tereza 12	ACL	REA 9273/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	4	22,8	—
Santa Tereza 13	ACL	REA 9274/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	8	45,6	—
Santa Tereza 14	ACL	REA 9275/2020	09/10/20	08/10/55	35 anos	8	45,6	—
São Ricardo 01	ACL	REA 9474/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	7	43,4	—
São Ricardo 02	ACL	REA 9475/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	7	43,4	—
São Ricardo 03	ACL	REA 9476/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	9	51,3	—
São Ricardo 04	ACL	REA 9477/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	7	39,9	—
São Ricardo 05 (ii)	ACL	REA 9478/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
São Ricardo 06 (ii)	ACL	REA 9479/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
São Ricardo 07 (ii)	ACL	REA 9480/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
São Ricardo 08 (ii)	ACL	REA 9481/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
São Ricardo 09 (ii)	ACL	REA 9482/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
São Ricardo 10	ACL	REA 9483/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	45,6	—
São Ricardo 11	ACL	REA 9484/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	6	34,2	—
São Ricardo 12 (ii)	ACL	REA 9485/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	14	63,0	—
São Ricardo 13 (ii)	ACL	REA 9486/2020	26/11/20	25/11/55	35 anos	8	49,6	—
Serra Verde I	ACL	REA 8892/2020	15/06/20	14/06/55	35 anos	10	57,0	—
Serra Verde II	ACL	REA 8893/2020	15/06/20	14/06/55	35 anos	10	57,0	—
Serra Verde III	ACL	REA 8894/2020	15/06/20	14/06/55	35 anos	10	57,0	—
Serra Verde IV	ACL	REA 8895/2020	15/06/20	14/06/55	35 anos	10	57,0	—
Serra Verde V	ACL	REA 8896/2020	15/06/20	14/06/55	35 anos	9	51,3	—
Subtotal						263	1.480,9	—
Total						342	1.962,9	147,1

(i) Conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) através da Portaria nº 416, é previsto o cálculo da garantia física através de rito ordinário anual após os 24 meses em operação comercial, contados a partir da entrada da primeira unidade, ficando à critério do gerador solicitar ou não o cálculo de forma antecipada.

(ii) Por decisões estratégicas, a Companhia optou pela adesão à anistia para as outorgas de acordo com a resolução 1.065/2023 da ANEEL. (nota 13, item (i)).

Informações em MW não auditada pelos auditores independentes.

Em 31 de dezembro de 2023, a comercialização de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) estava conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Compradora	Energia anual contratada (MWh)		Prazo			
			Energia anual contratada MWh (i)	Preço Médio atualizado MWh (i)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
Complexo Eólico Alto Sertão II								
Ametista	12º LEN/2011	Distribuidoras	121.764	196,97	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Borgo	12º LEN/2011	Distribuidoras	84.972	195,42	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Caetitê	12º LEN/2011	Distribuidoras	125.268	195,75	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Dourados	12º LEN/2011	Distribuidoras	115.632	195,69	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Espigão	12º LEN/2011	Distribuidoras	42.924	198,02	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Maron	12º LEN/2011	Distribuidoras	120.888	196,56	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pelourinho	12º LEN/2011	Distribuidoras	103.368	196,39	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pilões	12º LEN/2011	Distribuidoras	114.756	194,17	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Serra Espinhaço	12º LEN/2011	Distribuidoras	77.964	193,40	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Da Prata	3º LER/2010	CCEE	85.760	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Araçás	3º LER/2010	CCEE	106.784	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Morrão	3º LER/2010	CCEE	124.848	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Seraíma	3º LER/2010	CCEE	125.846	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Tanque	3º LER/2010	CCEE	111.988	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Ventos do Nordeste	3º LER/2010	CCEE	88.476	260,50	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Subtotal			1.551.238					
Complexo Eólico Ventus								
Miassaba 3	2º LER/2009	CCEE	184.316	335,62	jul.-12	jun.-32	IPCA	julho
Reis dos Ventos 1	2º LER/2009	CCEE	160.999	337,17	jul.-12	jun.-32	IPCA	julho
Reis dos Ventos 3	2º LER/2009	CCEE	165.102	337,83	jul.-12	jun.-32	IPCA	julho
Subtotal			510.417					
Complexo Eólico Salinas e Mandacaru								
Embuaca	2º LER/2009	CCEE	96.360	333,42	jul.-12	jun/32	IPCA	julho
Icarai	2º LER/2009	CCEE	61.320	333,44	jul.-12	jun/32	IPCA	julho
Mar e Terra	2º LER/2009	CCEE	70.080	336,88	jul.-12	jun/32	IPCA	julho
Bela Vista	2º LER/2009	CCEE	96.360	336,86	jul.-12	jun/32	IPCA	julho
Santo Antônio de Pádua	12º LEN/2011	Distribuidoras	56.064	209,33	jan/16	ago/34	IPCA	janeiro
São Cristóvão	12º LEN/2011	Distribuidoras	113.004	209,33	jan/16	ago/34	IPCA	janeiro
São Jorge	12º LEN/2011	Distribuidoras	105.996	209,33	jan/16	ago/34	IPCA	janeiro
Subtotal			599.184					
Complexo Eólico Vento de Araripe (Nota 1.4)								
Ventos De Santo Onofre I	5º LER/2013	CCEE	146.292	197,27	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santo Onofre II	5º LER/2013	CCEE	139.284	197,27	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santo Onofre III	5º LER/2013	CCEE	140.160	197,27	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Joana II	5º LER/2013	CCEE	125.268	197,29	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Joana VI	5º LER/2013	CCEE	132.276	197,29	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Joana VIII	5º LER/2013	CCEE	136.656	197,27	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Joana XIV	5º LER/2013	CCEE	128.772	197,29	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Subtotal			948.708					
Complexo Eólico Caetés (nota 1.4)								
Ventos De Santa Brigida I	5º LER/2013	CCEE	57.816	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida II	5º LER/2013	CCEE	128.772	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida III	5º LER/2013	CCEE	126.144	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida IV	5º LER/2013	CCEE	122.640	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida V	5º LER/2013	CCEE	131.400	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida VI	5º LER/2013	CCEE	132.276	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Ventos De Santa Brigida VII	5º LER/2013	CCEE	130.524	208,07	set/15	ago/35	IPCA	Setembro
Subtotal			829.572					
Complexo Eólico Cassino								
Cassino I (Vento)	02ºLFA/2010	Distribuidoras	77.964	296,19	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro
Cassino II (Wind)	02ºLFA/2010	Distribuidoras	70.080	296,22	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro
Cassino III (Brisa)	02ºLFA/2010	Distribuidoras	83.220	296,17	jan/13	dez/32	IPCA	Novembro
Subtotal			231.264					
Total			4.670.383					

(i) Informações em MW não auditada pelos auditores independentes

1.3 Geração solar

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME/ANEEL	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Unidades geradoras	Capacidade instalada MW (i)	Garantia física MWh (i)
Solar Guaimbé									
Guaimbé I	6º LER/2014	257/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé II	6º LER/2014	258/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé III	6º LER/2014	259/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé IV	6º LER/2014	260/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbé V	6º LER/2014	261/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Subtotal							110	150,0	29,5
Solar Ouroeste									
Boa Hora 1	8º LER/2015	239/2016	10/06/16	09/06/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Boa Hora 2	8º LER/2015	173/2016	12/05/16	11/05/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Boa Hora 3	8º LER/2015	169/2016	10/05/16	09/05/51	35 anos	2019	22	23,0	5,3
Subtotal							66	69,0	15,9
Solar Água Vermelha									
AGV IV	25º LEN/2017	244/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	15,2	4,0
AGV V	25º LEN/2017	243/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	30,4	8,0
AGV VI	25º LEN/2017	242/2018	14/06/18	13/06/53	35 anos	2019	22	30,4	7,5
Subtotal							66	76,0	19,5
Total							242	295,0	64,9

(i) Informações em MW não auditada pelos auditores independentes

Em 31 de dezembro de 2023, a comercialização de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) está conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Energia anual contratada (MWh)			Prazo				
		Compradora	Energia anual contratada MWh (i)	Preço Médio atualizado MWh (i)	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste	
Solar Guaimbé									
Guaimbé I	6º LER/2014	CCEE	51.826	361,03	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé II	6º LER/2014	CCEE	51.826	361,03	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé III	6º LER/2014	CCEE	51.826	369,14	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé IV	6º LER/2014	CCEE	51.826	369,14	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Guaimbé V	6º LER/2014	CCEE	51.826	369,14	out/17	set/37	IPCA	Outubro	
Subtotal			259.130						
Solar Ouroeste									
Boa Hora 1	8º LER/2015	CCEE	46.555	440,32	nov/18	out.-38	IPCA	Novembro	
Boa Hora 2	8º LER/2015	CCEE	46.555	440,32	nov/18	out.-38	IPCA	Novembro	
Boa Hora 3	8º LER/2015	CCEE	46.555	440,32	nov/18	out.-38	IPCA	Novembro	
Subtotal			139.665						
Solar Água Vermelha									
AGV IV	25º LEN/2017	Distribuidoras	35.136	191,58	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
AGV V	25º LEN/2017	Distribuidoras	69.394	191,58	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
AGV VI	25º LEN/2017	Distribuidoras	69.394	193,12	jan/21	dez/40	IPCA	Janeiro	
Subtotal			173.924						
Total			572.719						

(i) Informações em MW não auditadas pelos auditores independentes

1.4 Comercialização de energia

A Mesa de Operações de Comercialização de Energia da AES Brasil, estruturada para maximizar a performance do portfólio de geração do Grupo, iniciou suas atividades em agosto de 2022. A proposta foi incorporar inteligência para maximizar a receita no cenário de abundância/escassez dos recursos naturais e garantir uma postura resiliente, buscando vender antecipadamente parte da energia disponível. A Mesa de Operações procura complementar a gestão do portfólio em todo o seu potencial, amparada pelos levantamentos estatísticos e mapas meteorológicos, além de suportar as áreas comercial e varejista.

A Mesa de Operações tem capacidade para maximizar a atuação do Grupo no novo mercado varejista e também grandes e médios consumidores de energia, quer seja através de contratos, PPAs ou autoprodução, acessando a liquidez de cada segmento e antecipando a tendência de preços.

1.5 Obrigação de expansão

O Edital de Privatização previu a obrigação da controlada direta AES Operações de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em, no mínimo, 15% no período de 8 anos contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 20 de dezembro de 1999. O Edital também previu que esta expansão deveria ser realizada por meio da implantação de novos empreendimentos no estado de São Paulo ou por meio da contratação de energia de terceiros, proveniente de novos empreendimentos construídos no estado de São Paulo, por prazo superior a cinco anos e respeitando as restrições regulamentares.

De forma a cumprir com tal obrigação, a Companhia, logo após seu leilão de privatização, emvidou esforços, sob o antigo modelo do setor elétrico, para ampliar seu parque gerador em 15%, que representam 398 MW.

Entretanto, a partir de 2004, sobrevieram profundas mudanças no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, que tornaram o cumprimento da obrigação de expansão, na opinião da administração, inviável. Desde então, a Companhia vem diligenciando junto à Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, com o objetivo de rever a obrigação de expansão para readequá-la à nova realidade setorial/regulamentar.

A obrigação foi objeto de judicialização por parte do Estado de São Paulo em 2011, visando compelir a Companhia a cumprir com a obrigação conforme previa o Edital, sem levar em consideração as profundas mudanças experimentadas pelo setor elétrico brasileiro desde então.

Assim, em 01 de outubro de 2018, a Companhia assinou acordo com o Estado de São Paulo, por meio do qual ambos concordaram em suspender o processo judicial por até 6 anos, a partir da homologação judicial do acordo que ocorreu em 22 de janeiro de 2019, com a finalidade de garantir as condições de execução do acréscimo de capacidade instalada da AES em 398 MW dada a nova realidade do mercado, no que se refere ao volume, forma e tempo, sem a imposição de qualquer penalidade.

Sobre o volume, o acordo em questão já considera documentos apresentados à época pela AES, comprovando parte da ampliação da capacidade instalada da Companhia para atendimento do acordo, totalizando 317 MW, de forma que, ainda nos termos do Acordo, há um saldo da obrigação de expansão remanescente de 81 MW.

Considerando a capacidade remanescente, no que se refere ao prazo, conforme destacado anteriormente, ficou então concedido 6 anos a partir da assinatura do instrumento. Já no que se refere a forma, o acordo poderia então ser cumprido considerando as opções abaixo:

- i. Comercialização de energia de novos empreendimentos, a serem implantados em território paulista, em leilões de energia regulados pela ANEEL;
- ii. Aquisição de empreendimentos existentes de geração centralizada ou distribuída em operação comercial, e/ou;
- iii. Implantação de empreendimentos de geração centralizada ou distribuída para comercialização de energia elétrica no mercado livre.

Com relação ao item (iii) acima, há ainda uma regra que prevê a aplicação de um “Fator de Equivalência” (“FE”) no saldo remanescente, em sendo esta a opção de expansão de capacidade instalada. O FE, conceitualmente, nada mais é do que a definição de requisitos para que se chegue a um valor equânime/correspondente de geração para a obrigação de expansão dada a conjuntura aqui já mencionada de menor demanda de energia e transformação do mercado de energia.

Uma vez cumprido o total da expansão, a Companhia estará dispensada do pagamento de qualquer penalidade por atraso.

Projetos vinculados à obrigação de expansão

Desde o início da concessão em 1999, com a finalidade de atender a obrigação de expansão, a capacidade instalada do sistema de geração de energia elétrica da Controlada direta AES Operações foi ampliada em 317 MW, sendo: 3 MW com a PCH São Joaquim, finalizada em 2011; 4 MW com a PCH São José, finalizada em 2012; dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW; aquisição, em 2018, do Complexo Solar Guaimbê com 150 MW; e construção, em 2019, do Complexo Ouroeste com 150 MW, ambos no Estado de São Paulo.

Dadas as formas disponíveis de expansão para potência remanescente, a Companhia optou pela implantação de empreendimentos de geração centralizada para comercialização de energia elétrica no mercado livre.

Escolhida essa opção, foi calculado o FE para encontrar o saldo remanescente equivalente. Para 2021, conforme previsão de atualização monetária, os valores atualizados dos parâmetros geram um FE atualizado de 2,87.

Dado que o período de atualização tem como base a data de outorga, informa-se que foi publicada a outorga da UFV Água Vermelha VII, no dia 29 de setembro de 2021, através da Resolução Autorizativa nº 10.648, de 28 de setembro de 2021. Assim, temos os valores, conforme abaixo:

Requisitos - Acordo Expansão São Paulo	
	Acordo 2021
Necessidade de expansão (MW)	81
Fator de Equivalência (FE): (VRES/CME)	2,87
VRES (Portaria 65/2018) (R\$/MWh) (i)	537,67
CME (R\$/MWh) (ii)	187,46
Expansão ponderada (MW/FE)	28,22

(i) VRES - Valor anual de referência

(ii) CME - Custo marginal de expansão

O saldo remanescente de expansão para cumprimento integral do acordo através de implantação de usinas no mercado livre é de 28,22 MW e dado que a UFV Água Vermelha VII possui uma capacidade instalada de 33,21 MW, torna-se cumprida a obrigação em questão.

Assim, a Companhia entende que fica comprovado o atendimento à obrigação de expansão, não restando mais obrigações junto ao Estado de São Paulo, pelo que, ainda em 2021, protocolou uma petição do referido cumprimento.

Em abril de 2022, o Governo do Estado se manifestou através de Manifestação Técnica da Secretaria e Infraestrutura e Meio Ambiente, em concordância técnica com toda a manifestação e documentação apresentada, restando apenas a comprovação da entrada em operação da UFV Água Vermelha VII, prevista para ocorrer ainda em 2024, a qual se encontra em construção.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em 15 de fevereiro de 2024, a Diretoria da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, submetendo-as nesta data à avaliação do Conselho de Administração e ao exame do Conselho Fiscal, tais demonstrações contábeis serão submetidas à aprovação dos acionistas da Companhia, na Assembleia Geral Ordinária a ser convocada.

2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis individuais estão preparadas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs). As demonstrações consolidadas da Companhia, foram preparadas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), além das normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*. No caso da Companhia, essas práticas diferem das normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*), somente no que se refere à capitalização de juros incorridos pela Controladora, em relação aos ativos em construção de suas controladas.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil para entidades de capital aberto. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.

As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas opções de ações outorgadas, obrigações benefícios pós-emprego, e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, pela avaliação do ativo imobilizado ao seu custo atribuído (“*deemed cost*”), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e valor justo do intangível gerado pela extensão do período de concessão, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de homologação.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações contábeis. Desta forma, as informações relevantes próprias estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

2.2 Políticas contábeis e estimativas

As principais políticas contábeis e estimativas, aplicadas na preparação destas demonstrações contábeis, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Estas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

2.3 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

Na elaboração das demonstrações contábeis, a Companhia e suas controladas fazem o uso de julgamentos e estimativas, com base nas informações disponíveis, bem como adotam premissas que impactam os valores das receitas, despesas, ativos e passivos, e as divulgações de passivos contingentes. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia e suas controladas adotam premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entendem como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia e suas controladas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios.

As principais premissas, avaliações e estimativas utilizadas na elaboração das demonstrações contábeis e apresentadas nas notas explicativas são: reconhecimento e mensuração de aquisições de ativos; ressarcimentos de contratos regulados eólicos e solares, benefícios pós-emprego, vida útil dos bens do imobilizado, provisão para processos judiciais e outros, perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração, recuperação dos impostos diferidos ativos, valor justo de instrumentos financeiros, provisões para desmantelamento de ativos e valor justo do intangível gerado pela extensão do período de concessão.

2.4 Perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração

A Companhia e suas controladas revisam, no mínimo anualmente, a existência de eventos ou mudanças que possam indicar deterioração no valor recuperável dos ativos não circulantes ou de longa duração.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Administração avaliou que não houve qualquer indicativo de que os valores contábeis de seus ativos não circulantes ou de longa duração não são recuperáveis, e, portanto, não houve a necessidade de efetuar o teste de recuperação (*impairment test*), assim como, nenhum registro de provisão para redução ao valor recuperável foi efetuado.

2.5 Base de preparação e apresentação

■ Continuidade operacional

Em 31 de dezembro de 2023, com base nos fatos e circunstâncias existentes nesta data, a Administração avaliou a capacidade da Companhia, suas controladas e *joint ventures* em continuar operando normalmente e, apesar de apresentar capital circulante líquido negativo nas demonstrações contábeis consolidadas, no montante de R\$560.205, suas operações têm capacidade de geração de fluxo de caixa suficiente para honrar seus compromissos de curto prazo, mantendo a continuidade de seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Esta afirmação é baseada nas expectativas da Administração em relação ao futuro da Companhia, suas controladas e *joint ventures*, sendo consistentes com o seu plano de negócios. A Companhia, suas controladas e *joint ventures* preparam no início de cada exercício, Planos de Negócios Anual e Quinquenal, que compreendem os orçamentos anuais e plurianuais, todos os planos de investimento de capital, os planos estratégicos e os programas de manutenção das instalações da Companhia, suas controladas e *joint ventures*. Os planos são acompanhados durante o exercício pelos órgãos de governança da Companhia, suas controladas e *joint ventures*, podendo sofrer alterações.

■ Segmento de negócios

Todas as decisões tomadas pela Administração da Companhia, suas controladas e *joint ventures* são baseadas em relatórios consolidados, o suprimento e o fornecimento de energia são realizados utilizando-se uma rede integrada de geração, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Administração da Companhia concluiu que possui apenas o segmento de geração de energia elétrica como passível de reporte.

2.6 Moeda funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

■ Moeda funcional e de apresentação

A moeda funcional da Companhia, suas controladas e *joint ventures* é o real (R\$), que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operações. As demonstrações contábeis estão apresentadas em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

■ Transações e saldos em moeda estrangeira

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia, suas controladas e *joint ventures*, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional utilizando-se a taxa de câmbio na data base dos balanços. As receitas e despesas são convertidas às taxas de câmbio nas datas das transações.

2.7 Pronunciamentos novos ou alterados que estão vigentes em 31 de dezembro de 2023

A Companhia e suas controladas avaliaram os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para períodos anuais iniciados em, ou após 1º de janeiro de 2023, estão evidenciadas a seguir:

■ Adoção ao IFRS 17/CPC 50: Contratos de Seguro

O IFRS 17/CPC 50 é uma nova norma de contabilidade, que substitui o IFRS 4/CPC 11 - Contratos de Seguro, abrangendo o reconhecimento e mensuração, apresentação e divulgação.

O objetivo geral da norma é fornecer um modelo de contabilidade abrangente para contratos de seguro que seja mais útil e consistente para seguradoras, cobrindo todos os aspectos contábeis relevantes.

Este Pronunciamento se aplica a todos os tipos de contratos de seguro (como de vida, ramos elementares, seguro direto e resseguro), independentemente do tipo de entidades que os emitem, bem como a certas garantias e instrumentos financeiros com características de participação discricionária; algumas exceções de escopo se aplicarão.

A nova norma não teve impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

■ Alterações ao IAS 8/CPC 23: Definição de Estimativas Contábeis

As alterações ao IAS 8/CPC 23 esclarecem a distinção entre mudanças em estimativas contábeis, mudanças em políticas contábeis e correção de erros. Elas também esclarecem como as entidades utilizam técnicas de mensuração e *inputs* para desenvolver estimativas contábeis.

As alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

■ Alterações ao IAS 1/CPC 26 (R1): Divulgação de Políticas Contábeis

As alterações ao IAS 1/CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis e o IFRS *Practice Statement 2* fornecem orientação e exemplos para ajudar as entidades a aplicar julgamentos de materialidade às divulgações de políticas contábeis. As alterações visam ajudar as entidades a fornecer divulgações de políticas contábeis mais úteis, substituindo o requisito para as entidades divulgarem suas políticas contábeis “significativas” por um requisito para divulgar suas políticas contábeis “materiais” e adicionando orientação sobre como as entidades aplicam o conceito de materialidade ao tomar decisões sobre divulgações de políticas contábeis.

As alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

■ Alterações ao IAS 12/CPC 32: Imposto Diferido relacionado a Ativos e Passivos originados de uma Simples Transação

As alterações ao IAS 12/CPC 32 - Tributos sobre o lucro estreitam o escopo da exceção de reconhecimento inicial, de modo que ela não se aplique mais a transações que gerem diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis iguais, como arrendamentos e passivos de desativação.

As alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

■ Alterações ao IAS 12/CPC 32: Reforma Tributária Internacional - Regras do Modelo do Pilar Dois

As alterações ao IAS 12/CPC 32 - Tributos sobre o lucro foram introduzidas em resposta às regras do Pilar Dois da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) sobre *Base Erosion Profit Shifting* (BEPS) e incluem:

- Uma exceção temporária obrigatória ao reconhecimento e divulgação de impostos diferidos decorrentes da implementação jurisdicional das regras do modelo do Pilar Dois; e
- Requisitos de divulgação para entidades afetadas, a fim de ajudar os usuários das demonstrações financeiras a compreender melhor a exposição de uma entidade aos impostos sobre a renda do Pilar Dois decorrentes dessa legislação, especialmente antes da data efetiva.

As alterações não tiveram impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

2.8 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes

As normas e interpretações novas e alteradas emitidas, mas ainda não vigentes até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia e suas controladas no Brasil, foram avaliadas e estão listadas na tabela a seguir. A Companhia e suas controladas pretendem adotar essas normas e interpretações novas e alteradas, se aplicável, quando entrarem em vigor.

Pronunciamentos novos ou alterados	Correlação IASB	Natureza da alteração	Vigente para períodos anuais iniciados em ou após
CPC 06 (R2) – Arrendamentos	IFRS 16	Requisitos de mensuração para passivos de arrendamento decorrentes de transações de venda e 'leaseback'.	1º de janeiro de 2024
CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações contábeis	IAS 1	Requisitos para classificação de passivo circulante e não circulante.	1º de janeiro de 2024
CPC 40 (R1) – Instrumentos financeiros: evidenciação	IFRS 7	Acordos de financiamento de fornecedores	1º de janeiro de 2024
CPC 02 (R2) – Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis	IAS 21	Ausência de permutabilidade	1º de janeiro de 2025

Até o momento não foram identificados impactos significativos na aplicação dessas normas e interpretações novas e alteradas. A Companhia e suas controladas pretendem adotá-las, se aplicável, quando entrarem em vigor.

Iniciativas relacionadas às Finanças Sustentáveis pela Comissão de Valores Mobiliários

Em 20 de outubro de 2023, a CVM emitiu a Resolução nº 193, que estabeleceu as orientações que irão definir como as informações financeiras relacionadas à sustentabilidade serão divulgadas no Brasil.

A partir de 1º de janeiro de 2024, companhias abertas, fundos de investimento e companhias securitizadoras têm a opção voluntária de criar e divulgar relatórios de sustentabilidade de acordo com as normas do ISSB - *International Sustainability Standards Board*. A decisão de aderir a essa opção deve ser comunicada até 31 de maio de 2024, com a última oportunidade de adesão ou revisão até 31 de dezembro de 2024, por meio de um comunicado direcionado ao mercado. A partir de 1º de janeiro de 2026, as companhias abertas serão obrigadas a elaborar e divulgar relatórios de sustentabilidade conforme as normas do ISSB. Entretanto, as entidades que optarem pela adoção voluntária podem utilizar algumas flexibilizações até o primeiro exercício social de adoção obrigatória, exceto no que se refere à apresentação de informações comparativas, que deve ser incorporada a partir do segundo exercício social de adoção das normas.

Esses relatórios de sustentabilidade devem ser apresentados separadamente e com a mesma periodicidade das demonstrações financeiras anuais, seguindo prazos específicos para arquivamento eletrônico na página da CVM. Importante notar que esses relatórios devem ser assegurados por um auditor independente registrado na CVM. Até o final de 2025, a asseguuração será limitada, enquanto a partir de 1º de janeiro de 2026, a asseguuração passará a ser razoável.

A Companhia optou pela não adoção antecipada da divulgação dos relatórios de sustentabilidade.

2.9 Critérios de consolidação

As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e serão consolidadas até a data que cessar tal controle.

Os investimentos em empreendimento controlados em conjunto ("*joint venture*") são negócios em conjunto e não são consolidados, segundo o qual as partes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos líquidos e obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

- Transações e saldos em transações entre a Controladora e controladas ou entre as controladas são eliminados.
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.

O exercício social das controladas incluídas na consolidação coincide com o da Controladora, as políticas contábeis são aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pelas suas controladoras e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. As transações entre a Controladora e empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes.

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da Companhia e de suas controladas, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia.

As seguintes entidades são consideradas como controladas ou *joint ventures*:

Descrição	Atividade	Complexo	Sede	Participação	
				2023	2022
Controlada direta					
AES Brasil Operações S.A. (AES Operações)	Geração hidroelétrica	Geração hidroelétrica	São Paulo, SP	100%	100%
AES Comercializadora de Energia Ltda. (AES Comercializadora)	Comercializadora	Comercializadora	São Paulo, SP	100%	100%
AES GF1 Holdings S.A. (AES GF1 Holdings)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES GF2 Holdings S.A. (AES GF2 Holdings)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES Arinos Solar Holding S.A. (Arinos Holding)	Holding	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Tucano Holding I S.A. (Tucano Holding I)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de São Tomé Holding S.A. (Araripe)	Holding	Complexo Caetés	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de São Tito Holding S.A. (Caetés)	Holding	Complexo Araripe	São Paulo, SP	100%	100%
AES Energy Solutions Ltda	Comercializadora	Comercializadora	São Paulo, SP	100%	—
Controladas indiretas					
Guaimbê Solar Holding S.A. (Guaimbê Holding) (ii)	Holding	Complexo Guaimbê	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Guaimbê I Parque Solar Ltda. (Guaimbê I) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbê	Guaimbê, SP	76,6%	76,6%
Guaimbê II Parque Solar Ltda. (Guaimbê II) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbê	Guaimbê, SP	76,6%	76,6%
Guaimbê III Parque Solar Ltda. (Guaimbê III) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbê	Guaimbê, SP	76,6%	76,6%
Guaimbê IV Parque Solar Ltda. (Guaimbê V) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbê	Guaimbê, SP	76,6%	76,6%
Guaimbê V Parque Solar Ltda. (Guaimbê V) (ii)	Geração solar	Complexo Guaimbê	Guaimbê, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar IV Geradora de Energia S.A. (AGV IV) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar V Geradora de Energia S.A. (AGV V) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A. (AGV VI) (ii)	Geração solar	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	76,6%	76,6%
Ventus Holding de Energia Eólica Ltda. (Ventus Holding) (ii)	Holding	Complexo Ventus	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. (Brasventos) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Galinhos, RN	76,6%	76,6%
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. (Rei dos Ventos) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Galinhos, RN	76,6%	76,6%
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A. (Miassaba) (ii)	Geração eólica	Complexo Ventus	Macau, RN	76,6%	76,6%
Nova Energia Holding S.A. (Nova Energia) (ii)	Holding	Complexo Alto Sertão II	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
AES Tietê Eólica Participações S.A. (Tietê Eólica) (ii)	Holding	Complexo Alto Sertão II	São Paulo, SP	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Ametista S.A. (Ametista) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Guanambi, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas dos Araçás S.A. (Araçás) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Borgo S.A. (Borgo) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindaí, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Caetitê S.A. (Caetitê) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindaí, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas da Prata S.A. (Da Prata) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Igaporã, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Dourados S.A. (Dourados) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Guanambi, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Espigão S.A. (Espigão) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindaí, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Maron S.A. (Maron) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Morrão S.A. (Morrão) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Pelourinho S.A. (Pelourinho) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindaí, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Pilões S.A. (Pilões) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Seraíma S.A. (Seraíma) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Guanambi, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A. (Serra do Espinhaço) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Pindaí, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Tanque S.A. (Tanque) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A. (Ventos do Nordeste) (ii)	Geração eólica	Complexo Alto Sertão II	Caetitê, BA	76,6%	76,6%
MS Participações Societárias S.A. (MS)	Holding	Complexo Cúbico	São Paulo, SP	100%	100%
Eólica Bela Vista Geração e Comercialização de Energia S.A. (Bela Vista)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Areia Branca, RN	100%	100%
Embuaca Geração e Comercialização de Energia S.A. (Embuaca)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traini, CE	100%	100%
Eólica Icarai Geração e Comercialização de Energia S.A. (Icarai)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Amontada, CE	100%	100%
Eólica Mar e Terra Geração e Comercialização de Energia S.A. (Mar e Terra)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Areia Branca, RN	100%	100%
Santos Energia Participações S.A. (Santos)	Holding	Complexo Cúbico	São Paulo, SP	100%	100%
Central Eólica Santo Antônio de Pádua S.A. (Santo Antônio de Pádua)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traini, CE	100%	100%
Central Eólica São Cristóvão S.A. (São Cristóvão)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traini, CE	100%	100%
Central Eólica São Jorge S.A. (São Jorge)	Geração eólica	Complexo Cúbico	Traini, CE	100%	100%
REB Empreendimentos e Administradora de Bens S.A. (Cassino)	Holding	Complexo Cassino	São Paulo, SP	100%	100%
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 1)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 2)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A. (Boa Hora 3)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%

AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda. (Tietê Integra)	Holding	Prestação de serviços	Bauru, SP	100%	100%
Tucano F5 Geração de Energias Ltda. (Tucano F5)	Holding	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
AGV Solar VII Geradora de Energia S.A (AGV VII)	Holding	Complexo Ouroeste	Ouroeste, SP	100%	100%
EOL Wind Energias Renováveis S.A. (EOL Wind)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
EOL Brisa Energias Renováveis S.A. (EOL Brisa)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
EOL Vento Energias Renováveis S.A. (EOL Vento)	Geração eólica	Complexo Cassino	Rio Grande, RS	100%	100%
Tucano F1 Geração de Energias Ltda. (Tucano F1)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F2 Geração de Energias Ltda. (Tucano F2)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F3 Geração de Energias Ltda. (Tucano F3)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	100%
Tucano F4 Geração de Energias Ltda. (Tucano F4)	Geração eólica	Complexo Tucano	Bititinga, BA	100%	100%
Ventos de Santa Tereza Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	São Paulo, SP	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 02 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 02)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 03 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 03)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 05 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 05)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Pedro Avelino, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 06 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 06)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 07 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 07)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 08 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 08)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 09 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 09)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 11 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 11)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Cerro Corá, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 12 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 12)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 13 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 13)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Angicos, RN	100%	100%
Ventos de Santa Tereza 14 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 14)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo Energias Renováveis S.A. (São Ricardo)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 01 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 01)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 02 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 02)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Fernando Pedroza, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 05 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 05)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 06 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 06)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 07 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 07)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 08 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 08)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 09 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 09)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 10 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 10)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 12 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 12)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Ventos de São Ricardo 13 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 13)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	100%	100%
Serra Verde I Energética S.A. (Serra Verde I)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde II Energética S.A. (Serra Verde II)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde III Energética S.A. (Serra Verde III)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde IV Energética S.A. (Serra Verde IV)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde V Energética S.A. (Serra Verde V)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde VI Energética S.A. (Serra Verde VI)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Serra Verde VII Energética S.A. (Serra Verde VII)	Geração eólica	Complexo Cajuína III	Curitiba, PR	100%	100%
Veleiros Holding S.A. (Veleiros)	Holding	Holding	São Paulo, SP	50,5%	50,5%
Ventos de São Ricardo 03 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 03)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Fernando Pedroza, RN	50,5%	50,5%
Ventos de São Ricardo 04 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 04)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	50,5%	50,5%
Potengi Holdings S.A (Potengi)	Holding	Holding	São Paulo, SP	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 01 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 01)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Pedro Avelino, RN	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 04 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 04)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Lajes, RN	50%	50%
Ventos de Santa Tereza 10 Energias Renováveis S.A. (Santa Tereza 10)	Geração eólica	Complexo Cajuína I	Lajes, RN	50%	50%
Ventos de São Ricardo 11 Energias Renováveis S.A. (São Ricardo 11)	Geração eólica	Complexo Cajuína II	Lajes, RN	50%	50%
AES Cajuína AB1 Holdings S.A. (Cajuína AB1)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES Cajuína AB2 Holdings S.A (Cajuína AB2)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES Cajuína AB3 Holdings S.A (Cajuína AB3)	Holding	Holding	São Paulo, SP	100%	100%
AES Tucano Holding I S.A. (Tucano Holding I)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	100%	100%
AES Tucano Holding II S.A. (Tucano Holding II)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	100%	100%
AES Arinos Solar I S.A (Arinos I)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar II S.A (Arinos II)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar III S.A (Arinos III)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar IV S.A (Arinos IV)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar V S.A (Arinos V)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar VI S.A (Arinos VI)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar VII S.A (Arinos VII)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
AES Arinos Solar VIII S.A (Arinos VIII)	Geração solar	Complexo Arinos	Arinos, MG	100%	100%
Cordilheira dos Ventos Centrais Eólicas Ltda (Cordilheira dos Ventos)	Geração eólica	Cordilheira dos Ventos	São Paulo - SP	100%	100%

Ventos de Santa Joana II Energias Renováveis S.A. (Santa Joana II)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana VI Energias Renováveis S.A. (Santa Joana VI)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana VIII Energias Renováveis S.A. (Santa Joana VII)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Joana XIV Energias Renováveis S.A. (Santa Joana XIV)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre I Energias Renováveis S.A. (São Onofre I)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre II Energias Renováveis S.A. (São Onofre II)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de São Onofre III Energias Renováveis S.A. (São Onofre III)	Geração eólica	Complexo Araripe	Simões, PI	100%	100%
Ventos de Santa Brígida I Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida I)	Geração eólica	Complexo Caetés	Caetés, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida II Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida II)	Geração eólica	Complexo Caetés	Caetés, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida III Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida III)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida IV Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida IV)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida V Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida V)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida VI Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida VI)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Ventos de Santa Brígida VII Energias Renováveis S.A. (Santa Brígida VII)	Geração eólica	Complexo Caetés	Paranatama, PE	100%	100%
Tucano F9 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F9)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	—
Tucano F11 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F11)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	—
Tucano F13 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F13)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	100%	—
Empreendimentos controlados em conjunto (joint venture) (i):					
Tucano Holdings III S.A. (Tucano Holding III)	Holding	Complexo Tucano	São Paulo, SP	50%	50%
Tucano F6 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F6)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	50%	50%
Tucano F7 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F7)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	50%	50%
Tucano F8 Geração de Energias SPE S.A. (Tucano F8)	Geração eólica	Complexo Tucano	Tucano, BA	50%	50%

(i) Os empreendimentos controlados em conjunto não são consolidados.

(ii) Para fins de resultado de equivalência na controladora e definição da participação de acionistas não controladores no consolidado, há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E INVESTIMENTOS DE CURTO PRAZO

Os investimentos que, na data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses, mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo, de alta liquidez, são prontamente conversíveis em caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor são registrados como equivalentes de caixa. Os investimentos com vencimento superior a três meses, são classificados na rubrica “Investimentos de curto prazo”.

Os investimentos de curto prazo em CDB-DI são mensurados ao valor justo por meio do resultado. Os investimentos de curto prazo estão demonstrados pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Caixa e Equivalentes de caixa				
Numerário disponível	95	35.056	50.123	58.021
Operação compromissada	—	—	231.560	137.851
Subtotal	95	35.056	281.683	195.872
Investimentos de curto prazo				
CDB-DI	342.813	352.000	1.733.262	3.587.700
Subtotal	342.813	352.000	1.733.262	3.587.700
Total	342.908	387.056	2.014.945	3.783.572

Os investimentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2023 possuem liquidez diária e com rentabilidade média consolidada de 100,82% do Certificado de Depósito Interbancário – CDI (102,74% do CDI em 31 de dezembro de 2022).

4. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Os saldos de contas a receber incluem valores referentes ao suprimento de energia elétrica, incluindo transações no mercado de curto prazo. Estes recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e, posteriormente, mensurados pelo custo amortizado e podem ser reduzidos por perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa ("PECLD").

As controladas avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais.

Para a posição do contas a receber do mercado varejista, a controlada indireta Tietê Integra avalia mensalmente a PECLD por entender que, dado à natureza de sua carteira e condições estabelecidas nos contratos, está mais exposta à riscos. Para o cálculo, são considerados a base individual por cliente, o *rating* individual do cliente e a existência de garantias financeiras. Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia registrou PECLD com base na expectativa de perdas esperadas dos valores vencidos ou do saldo a vencer do contas a receber no montante de R\$538.

Em relação aos demais saldos de contas a receber, a Companhia concluiu que não há expectativa de perda dos valores vencidos ou do saldo a vencer.

A abertura do contas a receber de clientes por vencimento em 31 de dezembro de 2023 é como segue:

	Consolidado							
	Saldos vencidos	Saldos vencidos				PECLD	2023	2022
		Até 90 dias	De 90 a 180 dias	De 180 a 360 dias	Acima de 360 dias			
CIRCULANTE								
Contratos bilaterais	204.676	1.238	184	—	—	(538)	205.560	213.170
Mercado de Curto Prazo	10.668	18.661	1.299	7.926	534	—	39.088	7.217
Leilões de Energia Eólica	66.642	3.862	—	—	104	—	70.608	98.672
Leilões de Energia Solar	23.337	687	—	—	—	—	24.024	15.907
Partes relacionadas (nota 30)	2.318	—	—	—	—	—	2.318	4
Contratos de comercialização de energia	34.062	—	—	—	—	—	34.062	797
Total	341.703	24.448	1.483	7.926	638	(538)	375.660	335.767

As garantias sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo são determinadas de acordo com as regras de mercado estabelecidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas. As controladas não requerem garantias adicionais sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo.

Conforme descrito na nota explicativa nº 31.2, nos contratos bilaterais de venda de energia no longo prazo no ambiente de contratação livre, a Companhia possui três processos focados na mitigação de risco: (i) Análise de Crédito, (ii) cálculo do *rating* e (iii) exigência de garantias.

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda. Após o vencimento das faturas, há a incidência de multa de 2% sobre o valor em atraso, corrigidas monetariamente pela variação do IPCA ou IGPM (dependendo do tipo de contrato) desde a referida data de vencimento até a data do efetivo pagamento, sendo que sobre o valor total incidirão juros de 1% ao mês.

5. TRIBUTOS A RECUPERAR

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização até o encerramento do exercício, quando então o imposto de renda e contribuição social devidos são devidamente apurados e compensados com as antecipações realizadas.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE				
Imposto de renda e contribuição social a recuperar				
Imposto de renda	5.736	5.450	73.076	47.668
Contribuição social	—	—	6.585	9.582
Imposto de renda retido na fonte	4.105	2.595	21.550	37.018
Total	9.841	8.045	101.211	94.268
Outros tributos a recuperar				
PIS e Cofins	—	—	2.032	3.368
ICMS	—	—	2.048	899
INSS	—	—	197	167
Outros	—	—	337	2.379
Total	—	—	4.614	6.813
NÃO CIRCULANTE				
Imposto de renda e contribuição social a recuperar				
Imposto de renda (i)	17.888	9	72.891	10.133
Contribuição social	621	—	2.344	281
Total	18.509	9	75.235	10.414
Total	28.350	8.054	181.060	111.495

(i) A variação é decorrente da constituição de saldo negativo de IRPJ apurado no ano de 2023, cuja composição principal é o imposto de renda retido na fonte sobre os resgates das aplicações financeiras efetuados pelas holdings do grupo.

6. TRIBUTOS DIFERIDOS

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos em face da expectativa de utilização de prejuízo fiscal e base negativa, bem como diante de diferenças temporárias dedutíveis, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos, desde que sejam relacionados à mesma entidade jurídica e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente. Estes tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo “não circulante”, independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

6.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos ativos e passivos

O imposto de renda e contribuição social diferidos referem-se a:	Notas	Controladora				Consolidado			
		Balanço Patrimonial		Resultado		Balanço Patrimonial		Resultado	
		2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Tributos ativos:									
Prejuízo fiscal e base negativa		—	—	—	—	532.795	539.367	(6.572)	391
Provisão para participação nos lucros e resultados		—	—	—	—	6.798	6.412	386	1.537
Provisão para processos fiscais, trabalhistas, cíveis e regulatórias	18	—	—	—	—	23.434	30.574	(7.140)	1.886
Provisão de benefício a empregados		—	—	—	—	5.754	4.559	1.195	3.025
Provisão para redução ao provável valor de realização de ativos		—	—	—	—	2.027	2.027	—	—
Créditos fiscais de ágios incorporados	6.4	—	—	—	—	54.335	66.120	(11.785)	(12.729)
Provisão para fornecedores de materiais e serviços		—	—	—	—	12.419	10.685	1.734	(790)
Hedge de Fluxo de caixa (outros resultados abrangentes)		2.136	971	—	—	30.306	49.870	—	—
Ajuste avaliação atuarial (outros resultados abrangentes)		—	—	—	—	29.608	33.076	—	—
Ressarcimento de energia	8	—	—	—	—	12.954	11.378	1.576	5.274
Variação cambial não realizada		—	—	—	—	794	569	225	130
Marcação a mercado		—	—	—	—	18.618	21.274	(2.656)	21.274
Outros		—	—	—	—	2.192	14.692	(12.500)	(1.844)
Tributos passivos:									
Ativo imobilizado - custo atribuído	11	—	—	—	—	(241.266)	(267.631)	26.365	28.187
Ativo intangível - uso do bem público	12	—	—	—	—	(6.100)	(6.811)	711	710
Atualização de cauções e depósitos vinculados	18	(21)	—	(21)	—	(192)	(1.294)	1.102	(548)
Ativo imobilizado - taxa de depreciação		—	—	—	—	(19.335)	(170.101)	23.389	(749)
Variação Cambial Ativa Não Realizada		(34)	(5)	(29)	(5)	(265)	(381)	116	3.802
Ativo intangível - GSF	12	—	—	—	—	(247.947)	(276.688)	28.741	28.742
Juros Capitalizados		—	—	—	—	(68.509)	(51.951)	(16.558)	(51.951)
Marcação a mercado		—	—	—	—	(22.599)	(23.746)	1.147	(23.746)
Outros		—	—	—	—	(6.349)	(4.134)	(2.215)	2.823
Ativo (Passivo) fiscal diferido, líquido		2.081	966	(50)	(5)	119.472	(12.134)	27.261	5.424
Apresentação no balanço patrimonial									
Tributos diferidos do ativo não circulante		2.081	966			127.958	129.287		
Tributos diferidos do passivo não circulante		—	—			(8.486)	(141.421)		
Total		2.081	966			119.472	(12.134)		

Os tributos diferidos são apresentados por complexo e pelo valor líquido, a seguir:

Complexo	31/12/2023			31/12/2022	
	Ativo	Passivo	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	
Controladora	2.136	(55)	2.081	966	
AES Comercializadora	18.618	(22.599)	(3.981)	(2.470)	
Complexo Tucano	—	(3.145)	(3.145)	(1.814)	
Complexo Araripe	—	—	—	(66.276)	
Complexo Caetés	—	—	—	(70.003)	
AES Operações	694.997	(583.517)	111.480	117.139	
AES Tietê Integra	3.404	—	3.404	3.058	
Complexo Alto Sertão II	5.688	(1.145)	4.543	5.395	
Complexo AGV	106	(139)	(33)	(49)	
Complexo Ouroeste	—	(214)	(214)	(308)	
Complexo Guaimbé	—	(496)	(496)	(501)	
Complexo Ventus	4.401	(437)	3.964	1.673	
Complexo Salinas e Mandacaru	2.788	(302)	2.486	1.056	
Complexo Cassino	—	(617)	(617)	—	
	732.138	(612.666)	119.472	(12.134)	

A movimentação dos saldos de tributos e contribuições sociais diferidos é como segue:

Movimentação dos tributos diferidos	Controladora	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2021	—	103.728
Impacto no resultado	(5)	5.424
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	971	13.367
Efeito da aquisição dos Complexos Araripe e Caetés	—	(134.653)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	966	(12.134)
Impacto no resultado	(50)	27.261
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	1.165	(23.032)
Efeito ajuste imposto diferido Complexos Araripe e Caetés (i)	—	127.377
Saldos em 31 de dezembro de 2023	2.081	119.472

(i) As SPEs dos complexos eólicos de Caetés e Ventos do Araripe, adquiridas em novembro de 2022, possuíam um saldo histórico de impostos diferidos passivos majoritariamente advindos de diferença de taxa de depreciação fiscal e contábil. Em função da mudança do regime de tributação destas SPEs do lucro real para o lucro presumido a partir de 2024, os impostos diferidos passivos foram integralmente revertidos.

A reconciliação do imposto de renda e contribuição social estão apresentadas a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	2023		2022		2023		2022	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	134.091	134.091	149.705	149.705	408.340	408.340	389.219	389.219
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social - despesa nominal	(33.523)	(12.068)	(37.426)	(13.473)	(102.085)	(36.751)	(97.305)	(35.030)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva								
Adições (exclusões) permanentes:								
Diferenças temporárias sem imposto diferido constituído	—	—	(803)	(289)	(7.326)	(2.637)	(793)	(285)
Prejuízo fiscal e base negativa sem imposto diferido constituído	(5.222)	(1.880)	(544)	(196)	(33.886)	(12.199)	(2.652)	(913)
Amortização da mais valia em combinação de negócios e de direitos contratuais	—	—	—	—	(10.862)	(3.910)	(10.720)	(3.860)
Resultado de equivalência patrimonial (i)	38.278	13.780	39.321	14.156	2.209	795	5.012	1.804
Diferença de base - controladas lucro presumido	—	—	—	—	86.399	26.387	62.932	19.599
Outras	430	155	(552)	(199)	2.111	702	(260)	(461)
Ajuste de impostos								
Ajustes de anos anteriores	—	—	—	—	(1.104)	(774)	—	—
Subvenção de incentivos fiscais	—	—	—	—	17.031	—	—	—
Outros	—	—	—	—	(25)	872	(4.202)	(1.936)
Despesa de imposto de renda e contribuição social	(37)	(13)	(4)	(1)	(47.538)	(27.515)	(47.988)	(21.082)
Composição dos tributos no resultado:								
Corrente	—	—	—	—	(66.807)	(35.507)	(51.726)	(22.768)
Diferidos	(37)	(13)	(4)	(1)	19.269	7.992	3.738	1.686
Total	(37)	(13)	(4)	(1)	(47.538)	(27.515)	(47.988)	(21.082)
Alíquota efetiva	—%	—%	—%	—%	-11,6%	-6,7%	-12,3%	-5,4%

(i) a diferença da equivalência patrimonial com a demonstração de resultados, refere-se aos juros capitalizados.

6.2 Estimativa de recuperação de créditos

Um julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros, segue abaixo estimativa de realização do tributo diferido ativo registrado em 31 de dezembro de 2023:

	Consolidado		
	Tributos e contribuições sociais diferidos	Créditos fiscais de ágio incorporados (*)	Total
2024	49.635	10.895	60.530
2025	33.411	10.097	43.508
2026	6.982	9.330	16.312
2027	3.069	8.643	11.712
2028 a 2029	83.958	15.370	99.328
2030 a 2032	500.749	—	500.749
Total	677.803	54.335	732.138

(*) Para maiores detalhes sobre a natureza desse crédito tributário, vide nota explicativa nº 6.4 abaixo.

A Companhia estima que os saldos em 31 de dezembro de 2023, referentes aos impostos diferidos ativos, serão recuperados através de geração de lucros tributáveis futuros pelo prazo da concessão.

As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos.

6.3 Composição dos prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias sem diferido constituído

	Prejuízo Fiscal e Base negativa de Contribuição Social		Diferenças Temporárias		Total Diferido não Contabilizado	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Controladora	6.118	2.202	7.585	2.731	13.703	4.933
Complexo Alto Sertão II	140.582	50.610	—	—	140.582	50.610
AES Brasil Operações	66.319	24.281	34.157	12.297	100.476	36.578
Complexo Salinas e Mandacarú	4.092	1.473	40.582	14.609	44.674	16.082
Complexo Tucano	33.604	12.097	1.482	534	35.086	12.631
Guaimbé Holding	—	—	5.207	1.875	5.207	1.875
Complexo Cajuína	332	119	—	—	332	119
Complexo Ventus	44	16	—	—	44	16
Complexo Arinos	58	21	—	—	58	21
Complexo Caetés	116.862	42.070	—	—	116.862	42.070
Complexo Araripe	101.522	36.548	—	—	101.522	36.548
Complexo Cassino	925	333	—	—	925	333
Cordilheira dos Ventos	7	3	—	—	7	3
Potengi	4.738	1.706	—	—	4.738	1.706
Veleiros	1.730	623	—	—	1.730	623
AES GF1 Holdings	6	2	—	—	6	2
CONSOLIDADO	476.939	172.104	89.013	32.046	565.952	204.150

Os correspondentes impostos diferidos ativos não foram reconhecidos, tendo em vista que os impostos diferidos ativos são constituídos no limite da expectativa de realização dos lucros tributários futuros. Para os prejuízos e bases negativas de contribuição social detidos por empresas *holdings*, cujos resultados são majoritariamente gerados por despesas financeiras dedutíveis, a Companhia não constitui impostos diferidos ativos.

6.4 Créditos fiscais de ágios incorporados

Os créditos fiscais de ágios incorporados classificados no ativo não circulante referem-se aos benefícios fiscais gerados pelas incorporações dos ágios das controladoras AES Gás Ltda., AES Tietê Participações S.A. e AES Brazilian Energy Holdings S.A. e estão registrados de acordo com os conceitos das Resolução CVM 78/2022.

Os ágios e as correspondentes provisões são amortizados pelo prazo de concessão da controlada direta AES Operações, de acordo com a curva de expectativa de rentabilidade futura estabelecida pela ANEEL, através do Ofício 87, de 16 de janeiro de 2004.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da controlada direta AES Operações apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para reserva especial de ágio, no patrimônio líquido, e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, no resultado do exercício. Em 31 de dezembro de 2023 e 2022, os saldos estavam assim representados:

	Consolidado			
	2023			2022
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
AES Brazilian Energy Holdings Ltda				
Saldos oriundos da incorporação	319.564	(210.912)	108.652	108.652
Amortização acumulada	(222.976)	147.164	(75.812)	(68.694)
Subtotal	96.588	(63.748)	32.840	39.958
AES Gás Ltda.				
Saldos oriundos da incorporação	808.304	(541.564)	266.740	266.740
Amortização acumulada	(750.305)	502.555	(247.750)	(243.632)
Subtotal	57.999	(39.009)	18.990	23.108
AES Tietê Participações S.A.				
Saldos oriundos da incorporação	82.420	(54.397)	28.023	28.023
Amortização acumulada	(75.051)	49.533	(25.518)	(24.969)
Subtotal	7.369	(4.864)	2.505	3.054
Total	161.956	(107.621)	54.335	66.120

A movimentação dos créditos fiscais do ágio incorporado é como segue:

Movimentação dos créditos fiscais do ágio	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	78.849
Amortização	(37.938)
Reversão	25.209
Saldo em 31 de dezembro de 2022	66.120
Amortização	(35.127)
Reversão	23.342
Saldo em 31 de dezembro de 2023	54.335

O montante de benefício fiscal já utilizado pela Companhia e, portanto, disponível para capitalização é de R\$24.513 até 31 de dezembro de 2023 (R\$12.728 em 31 de dezembro de 2022). A Companhia atualiza o montante do benefício fiscal disponível para capitalização ao término de cada exercício social, quando da apuração final do imposto de renda e contribuição social a pagar, levando em consideração a redução efetiva dos tributos pagos. A capitalização ocorre de acordo com o cronograma definido em contrato assinado entre AES Brasil e BNDES, após aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO) ou Assembleia Geral Extraordinária (AGE), observadas as seguintes regras: (i) o saldo disponível para capitalização, nos termos da Instrução CVM nº 78/2022, for igual ou superior a R\$50.000 ou (ii) tenham se passado três anos da última capitalização, o que ocorrer primeiro.

A instrução CVM nº 78/2022 prevê que a amortização do ágio traga impacto nulo no resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal devem ocorrer no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

7. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE					
Garantias de compromissos contratuais		—	—	30.302	16.713
Cauções e depósitos vinculados relativos a processos judiciais	18.1	678	—	3.063	18.544
Garantias de financiamento (i)		—	—	3.955	251.928
Subtotal		678	—	37.320	287.185
NÃO CIRCULANTE					
Garantias de financiamento (i)		—	—	570.350	321.156
Cauções e depósitos vinculados relativos a processos judiciais	18.1	74	—	7.030	6.680
Subtotal		74	—	577.380	327.836
Total		752	—	614.700	615.021

(i) Refere-se às Contas Reservas da Dívida, que se destinam aos pagamentos de principal, juros e obrigações dos contratos de dívida das controladas do Complexo Eólico Araripe, AES Operações, Complexo Eólico Caetés e Tucanos F1 a F4 no montante, respectivamente de R\$ 94.233, R\$ 20.399, R\$ 124.900 e R\$ 9.320 e de suas controladas indiretas, composto pelo Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas, Complexo Eólico Alto Sertão II, Complexo Eólico Ventus e Complexo Eólico Cassino, nos montantes de R\$ 212.009, R\$ 18.127, R\$ 9.952 e R\$ 85.365, respectivamente. A integralidade dos recursos retidos, nestas contas, deve ser aplicada seguindo as restrições mencionadas nos documentos da emissão. O saldo destas contas, em sua totalidade, está aplicado em certificados de depósitos bancários e fundos, com rentabilidade média consolidada de 100,82% do CDI.

A movimentação das cauções e dos depósitos vinculados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 é como segue:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	247.839
Adições (i)	278.693
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Araripe, Caetés e Cassino	317.152
Atualização monetária	29.013
Baixas e resgates (ii)	(257.676)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	615.021
Adições (i)	469.778
Atualização monetária (nota 29)	72.585
Baixas e resgates (ii)	(542.684)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	614.700

(i) As adições no montante de R\$ 469.778, são compostas por: (a) ingressos decorrentes de garantias previstas em cláusulas contratuais para emissão de financiamentos e debêntures, no montante de R\$433.297; (b) valores depositados judicialmente no montante de R\$ 4.329 e (c) R\$ 32.152 de garantias contratuais.

(ii) Os resgates no montante de R\$ 542.684, são compostas por: (a) pagamento de principal e juros das dívidas, no montante de R\$ 503.282; (b) R\$ 20.441 de depósitos judiciais e (c) R\$ 18.961 de resgates de garantias de compromissos contratuais.

8. RESSARCIMENTO

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas que operam contratos do LER 2009, LER 2010, LER 2013 e a CCEE e entre os contratos de Energia Nova entre o LEN 2011 (A-3), LFA e as distribuidoras, estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada. Se a contraprestação em um contrato incluir um valor variável, a Companhia reflete o valor da contraprestação a que terá direito em troca da transferência de bens ou serviços para o cliente. A contraprestação variável reflete o valor justo mais provável do ressarcimento, na qual não são esperados pela Companhia reversões significativas.

Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, conforme as regras descritas abaixo:

Os ressarcimentos por desvios negativos de geração (abaixo da faixa de tolerância – 10%) serão pagos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorados a 115% do preço de venda vigente, para os parques do LER 2009 e LER 2010 e o maior valor entre o PLD médio do ano e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciados após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente, para os parques do LER 2009 e LER 2010 e ao maior valor entre o PLD médio do quadriênio e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011.

Os ressarcimentos dos parques eólicos do LER 2009, LER 2010, LER 2013, LFA e LEN 2011 por desvios positivos de geração (acima da faixa de tolerância de 30% para o LER 2010, LER 2013, LER 2009 e para os parques do LEN 2011 30%, 20%, 10% e 0% nos anos 1, 2, 3 e 4 de cada quadriênio, respectivamente) serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte para o caso do LER 2009, LER 2010 e LER 2013, e mensalmente a partir do momento que a geração exceder a faixa de tolerância para os parques do LEN 2011. Os Parques do LER 2010 são valorados a 70% do preço de venda vigente e os parques do LEN 2011 são valorados pelo PLD mensal, conforme expresso nos referidos contratos. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 30% de geração serão recebidos em 24 parcelas após possíveis compensações com desvios negativos iniciando após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente para os parques do LER 2009, LER 2010 e LER 2013. O primeiro quadriênio do LER 2010 se encerrou em agosto de 2017, LEN 2011 em dezembro de 2019 e o segundo ciclo do LER 2009 se encerrou em junho de 2021.

Para os parques do Complexo Solar Guaimbê (LER 2014), Complexo Solar Boa Hora (LER 2015) e Complexo Solar AGV (LEN 2017), os ressarcimentos por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância – 10%) de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente. Os ressarcimentos por desvios negativos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes, após possíveis compensações com parques superavitários, valorado a 106% do preço contratual vigente. A receita variável por desvios positivos (acima da faixa de tolerância de 15%) de geração serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 30% do preço contratual vigente. A receita variável que estiver na faixa de tolerância de 15% de geração será recebida em 12 parcelas, após possíveis compensações com parques deficitários, valorado ao preço contratual vigente.

A receita dos Parques Eólicos e Solares é reconhecida conforme a entrega da energia. Dessa forma, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente. Os ativos e passivos do ressarcimento representam os desvios positivos e negativos, respectivamente, que serão liquidados de acordo com as regras mencionadas acima.

A movimentação do ressarcimento é como segue:

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
Saldos em 31 de dezembro de 2021	32.769	(288.146)
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Araripe, Caetés e Cassino	—	(280.901)
Adição/reversão (i)	(3.200)	(156.727)
Amortização	(2.674)	8.604
Atualização monetária	—	(14.450)
Ressarcimento contratual (ii)	(1.664)	—
Saldos em 31 de dezembro de 2022	25.231	(731.620)
Adição/reversão (i)	249	(234.177)
Amortização	(6.001)	199.180
Atualização monetária	—	(9.930)
Ressarcimento contratual (ii)	11.798	—
Amortização de ressarcimento contratual	(13.705)	—
Saldos em 31 de dezembro de 2023	17.572	(776.547)

(i) refere-se à geração eólica abaixo da contratada no exercício, principalmente em função da baixa velocidade do vento e pelo *Curtailment*, uma restrição involuntária de geração das usinas requisitada pelo ONS, que impactou a geração dos parques.

(ii) refere-se à compensação por perda de margem operacional atrelado ao contrato de manutenção do parque eólico Ventus, que obedece a regras similares às regras do Órgão Regulador.

Cronograma de processamento dos ressarcimentos para usinas eólicas e solares

Os eventos de *Constrained-off* ("c-off") de usinas eólicas assim como de outras fontes de energia são decorrentes dos comandos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para redução de geração devido limitações de escoamento dessa geração na rede de transmissão ou ainda devido à redução de carga observada no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Nessas situações, o gerador encontra-se impedido de atender seus contratos ou outros compromissos por meio da geração de suas próprias unidades geradoras. Essa frustração da geração caracteriza o custo de oportunidade atrelado ao c-off de usinas.

O Despacho nº 2.303/2019 emitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, determinou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que suspendesse os ressarcimentos relativos aos eventos de c-off das usinas eólicas atrelados à contratação de energia elétrica no ambiente regulado e à contratação de energia de reserva até que decisão final sobre a regulação fosse tomada. Com a aprovação da Resolução Normativa ANEEL nº 927 de 2021 que estabeleceu os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por c-off de usinas eólicas, ficou pendente por parte da CCEE a publicação de cronograma de processamento dos ressarcimentos.

Em 23/12/2022 a CCEE divulgou o comunicado (CO 970/22), informando cronograma de processamento dos ressarcimentos para usinas eólicas e também para as solares, considerando a energia não fornecida por c-off das usinas comprometidas com Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Disponibilidade e Contratos de Energia de Reserva - CER.

Para as fontes eólicas, as reapurações irão considerar a regra do “período transitório” que contempla apenas os meses de janeiro de 2018 a setembro de 2021. Os efeitos de c-off serão calculados para CCEARs e CERs com término do ano contratual até setembro de 2021.

Para o “período definitivo”, referente a outubro de 2021 em diante, a CCEE comunicou que ainda não é possível prever um cronograma de reapurações, uma vez que o processo da Consulta Pública ANEEL nº 22/2022 com os aprimoramentos das regras de comercialização em atendimento à REN nº 927/2021 não foi concluído.

Já para as fontes solares, o reprocessamento considerará a metodologia provisória aprovada pela ANEEL via Despacho nº 1.668/2022. A metodologia final para a fonte foi definida com a conclusão da Consulta Pública ANEEL nº 48/2022 e aprovação da Resolução Normativa nº 1.073/2023.

A nova resolução destina-se às usinas solares despachadas centralizadamente ou em conjuntos que são considerados na programação pelo ONS.

Assim como no caso das eólicas, a regulação da ANEEL limita o pagamento da compensação aos geradores às situações classificadas como “Razão de indisponibilidade externa”. O gerador assume o risco até um limite temporal regulatório em que o evento é considerado ordinário. Essa “franquia” é atualmente de 30h e 30 min por ano.

Esta regra passará a valer de forma definitiva a partir de março de 2024 e espera-se uma demora no processamento e efeitos econômicos e financeiros devido a necessidade de aprovação das regras de comercialização que detalham o processo operacional realizado pela CCEE.

Em função das restrições, que são c-off para usinas eólicas e solares, em outubro de 2023, a Associação Brasileira de Energia Eólica - "ABEEólica" e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - "ABSOLAR", em conjunto com seus associados, ingressou com ação judicial e pedido liminar para revisão das normas atuais considerando principalmente a necessidade de ressarcimento de qualquer evento de c-off. Ainda em outubro de 2023, foi proferida decisão indeferindo o pedido liminar. Em função da negativa, em novembro de 2023 foi protocolado recurso de agravo de instrumento, o qual foi deferido.

Em 31 de dezembro de 2023, do saldo total de R\$ 776.547 do passivo de ressarcimento, R\$ 561.482 refere-se à suspensão de devolução de ressarcimento de ciclos encerrados decorrente do Despacho 2303/2019, sendo R\$ 135.298 para o LER 2009, R\$ 42.561 para o LER 2010, R\$ 120.244 para o LER 2011, R\$ 234.155 para o LER 2013 e R\$ 29.224 para LFA.

9. OUTROS ATIVOS

Notas	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE				
Almoxarifado (i)	—	—	60.409	48.672
Indenização de seguro a receber (ii)	—	—	—	8.453
Contas a receber de partes relacionadas	30	90	19	1.154
Despesas pagas antecipadamente	—	26	24.786	9.475
Contas a receber sobre venda de participação acionária	—	—	—	1.010
Adiantamento a empregados	—	2	397	353
Dividendos a receber	30 e 10	9.939	9.523	—
Adiantamento a fornecedores	—	—	6.505	6.034
Compensação por atraso de fornecedores (iii)	—	—	74.242	58.903
Imóvel disponível para venda	11	—	1.521	—
Contas a receber sobre venda de controlada (iv)	—	—	—	25.488
Outros	—	301	19.809	21.025
Subtotal		10.358	197.211	180.567
NÃO CIRCULANTE				
Pis e Cofins diferidos sobre ressarcimento	—	—	15.604	14.706
Despesas pagas antecipadamente	—	—	4.258	5.712
Contas a receber de partes relacionadas	30	—	5.581	6.661
INSS	—	—	1.622	1.762
ICMS	—	—	1.390	1.390
Outras contas a receber	—	—	4.133	5.733
Outros	—	1.010	3.016	3.507
Subtotal		1.010	35.604	39.471
Total		11.368	232.815	220.038

(i) O almoxarifado é composto por materiais de reposição (peças sobressalentes). Os estoques são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor de realização, quando aplicável, e são avaliados com base no "custo médio ponderado".

(ii) A variação é decorrente da indenização a receber devido ao sinistro ocorrido em 2021 em dois aerogeradores da SPE Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A., do Complexo Ventus. O montante foi integralmente recebido em dezembro de 2023.

(iii) Refere-se à compensação a receber por atraso na conclusão das obras dos Complexos Tucano e Cajuína, nos montantes de R\$23.444 e R\$50.798, respectivamente, que estão previstas nos contratos de construção e fornecimento de turbinas e equipamentos. Os contratos estabelecem penalidade por *achievement of substantial completion* para atraso em relação à data de conclusão de cada parque eólico, com o objetivo de ressarcir perdas de receitas operacionais causadas pelo atraso. Os montantes apresentados do Complexo Tucano estão líquidos do passivo com a contraparte registrado na rubrica de Fornecedores, haja vista que o referido contrato prevê esta compensação. No exercício de 2023, foram compensados R\$96.750 contra fornecedores, conforme previsto em contrato.

(iv) Em 11 de junho de 2021, após o cumprimento das condições precedentes, foi concretizada a venda de 100% das quotas de suas controladas indiretas AES Tietê Inova, AES Tietê Inova I e AES Tietê Inova II para uma subsidiária da EDP Energias do Brasil, sendo o risco e os benefícios da propriedade transferida para a Compradora, nesta data. Em março de 2023, após análise de realização, baseado em prognóstico jurídico, o saldo foi reavaliado e o impacto registrado em contrapartida a outras despesas operacionais (nota 28).

10. INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS E JOINT VENTURES

A Companhia detém investimentos em empresas controladas direta e indiretas e indiretamente em *joint ventures*. Esses investimentos são avaliados com base no método de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da Controladora e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

A controlada direta Tucano Holding I S.A. detém 50% de participação indireta na Tucano Holding III com a Unipar Carbocloro S.A., empreendimento controlado em conjunto ("*Joint Venture*") com a Unipar Carbocloro S.A. Conforme os acordos contratuais, é requerido consenso entre todas as partes do acordo para as atividades relevantes. A participação no investimento é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na Controladora e Consolidado.

Na Controladora, os intangíveis decorrentes de combinação de negócios e da aquisição de ativos são incluídos no valor contábil do investimento, inicialmente mensurado pelo seu valor justo e amortizado com base no prazo remanescente de autorização ou do contrato. Já na demonstração consolidada, esses valores são apresentados na rubrica de intangível.

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	5.446.768	4.490.231	106.852	107.539
Direitos contratuais decorrentes de aquisição de ativos (i)	16.137	16.137	—	—
Direito de exploração de autorização decorrente de aquisição de ativos (ii)	515.267	661.558	—	—
Mais valia dos ativos adquiridos (ii)	127.214	132.914	—	—
Total	6.105.386	5.300.840	106.852	107.539

(i) Refere-se às aquisições dos Complexos Arinos, no montante de R\$16.137. A amortização iniciará após a entrada em operação do parque com base no prazo de autorização.

(ii) Referem-se à aquisição dos Complexos Araripe e Caetés. O direito de exploração de autorização é amortizado com base no prazo de concessão e a mais valia dos investimentos adquiridos é amortizado com base na vida útil média do ativo imobilizado.

A movimentação dos investimentos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 é como segue:

	Controladora				Total
	Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	Direitos contratuais decorrentes de aquisição de ativos	Direito de exploração de autorização decorrente de aquisição de ativos	Ajustes a valor justo do investimento adquirido	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	3.802.379	16.137	—	—	3.818.516
Equivalência patrimonial (i)	289.428	—	—	—	289.428
Aquisição do Complexo Cordilheira dos Ventos	42.000	—	—	—	42.000
Aquisição Complexos Eólicos Araripe e Caetés	—	—	663.643	133.389	797.032
Acervo líquido adquirido	40.240	—	—	—	40.240
Amortização do intangível e da mais valia gerado em aquisições (i)	—	—	(2.085)	—	(2.085)
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização (i)	—	—	—	(475)	(475)
Aumento de capital	814.249	—	—	—	814.249
Dividendos	(552.877)	—	—	—	(552.877)
Remuneração com base em ações	285	—	—	—	285
Outros resultados abrangentes (iii)	54.527	—	—	—	54.527
Saldos em 31 de dezembro de 2022	4.490.231	16.137	661.558	132.914	5.300.840
Equivalência patrimonial (i)	486.265	—	—	—	486.265
Adiantamento para futuro aumento de capital	71.875	—	—	—	71.875
Aquisição de controladas	1	—	—	—	1
Ajuste intangível de aquisição Complexos Eólicos Araripe e Caetés (i e ii)	—	—	(127.377)	—	(127.377)
Amortização do intangível e da mais valia gerado em aquisições (i)	—	—	(18.914)	—	(18.914)
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização (i)	—	—	—	(5.700)	(5.700)
Aumento de capital	367.291	—	—	—	367.291
Dividendos mínimos obrigatórios	(9.939)	—	—	—	(9.939)
Outros resultados abrangentes (iii)	41.044	—	—	—	41.044
Saldos em 31 de dezembro de 2023	5.446.768	16.137	515.267	127.214	6.105.386

(i) Valores apresentados na rubrica de equivalência patrimonial nas demonstrações de resultados.

(ii) Devido a mudança de regime tributário dos Complexos Araripe e Caetés, houve reversão dos impostos diferidos ativos e passivos e conseqüentemente no intangível de aquisição dos Complexos, vide nota 6.1.

(iii) O montante se refere principalmente ao efeito reflexo do *hedge* dos empréstimos captados no exterior para financiamento da construção dos parques eólicos, proteção cambial referente à aquisição de placas solares em moeda estrangeira, por meio de NDF, opção de recompra acionária e pelo efeito reflexo do laudo atuarial.

Controladora	Saldo em 31 de dezembro de 2022	Equivalência patrimonial	Aumento de capital	Adiantamento para futuro aumento de capital	Dividendos mínimos obrigatórios	Outros Resultados Abrangentes	Ajuste intangível de aquisição Complexos Eólicos Araripe e Caetés	Amortização dos intangíveis gerado na mais valia e direitos de exploração	Aquisição de Controladas	Saldo em 31 de dezembro de 2023
AES Tucano Holding I S.A.	1.527.941	206.228	359.860	71.875	(1.151)	(1.637)	—	—	—	2.163.116
AES Brasil Operações	2.858.851	133.822	—	—	(8.788)	42.681	—	—	—	3.026.566
AES Comercializadora	16.798	5.070	—	—	—	—	—	—	—	21.868
AES GF1 Holdings	42.002	(59)	664	—	—	—	—	—	—	42.607
AES GF2 Holdings	1.139	16	11	—	—	—	—	—	—	1.166
AES Arinos Holding	17.207	(210)	4.726	—	—	—	—	—	—	21.723
São Tomé Holding	404.296	68.713	—	—	—	—	(61.913)	(11.081)	—	400.015
São Tito Holding	432.606	72.618	—	—	—	—	(65.464)	(13.533)	—	426.227
AES Energy Solutions	—	67	2.030	—	—	—	—	—	1	2.098
Total	5.300.840	486.265	367.291	71.875	(9.939)	41.044	(127.377)	(24.614)	1	6.105.386

Controladora	Saldos em 31 de dezembro de 2021	Equivalência patrimonial	Aquisição de Controladas	Aumento de capital	Dividendos	Outros Resultados Abrangentes	Remuneração com base em ações	Acervo líquido adquirido	Amortização do intangível e da mais valia gerado em aquisições	Saldos em 31 de dezembro de 2022
AES Tucano Holding I S.A.	600.000	44.316	—	800.000	—	83.625	—	—	—	1.527.941
AES Brasil Operações	3.202.379	238.162	—	—	(552.877)	(29.098)	285	—	—	2.858.851
AES Comercializadora de Energia	—	4.798	—	12.000	—	—	—	—	—	16.798
AES GF1 Holdings	—	(9)	42.000	11	—	—	—	—	—	42.002
AES GF2 Holdings	—	(8)	—	1.147	—	—	—	—	—	1.139
AES Arinos Holding	16.137	(21)	—	1.091	—	—	—	—	—	17.207
São Tomé Holding	—	3.405	366.658	—	—	—	—	35.373	(1.140)	404.296
São Tito Holding	—	(1.215)	430.374	—	—	—	—	4.867	(1.420)	432.606
Total	3.818.516	289.428	839.032	814.249	(552.877)	54.527	285	40.240	(2.560)	5.300.840

Controlada	Total de quantidade de quotas/ações do capital social	Percentual de participação	Valor do capital social	Valor do patrimônio líquido	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	Lucro líquido (prejuízo) do exercício ajustado
AES Brasil Operações S.A.	2.014.441.535	100%	1.799.262	2.897.333	133.822	133.822
AES Comercializadora	12.000.000	100%	12.000	21.868	5.070	5.070
AES GF1 Holdings	42.674.500	100%	42.675	42.607	(59)	(59)
AES GF2 Holdings	1.157.900	100%	1.158	1.165	16	16
AES Arinos	5.818.500	100%	5.819	5.586	(210)	(210)
Tucano Holding I (i)	2.204.656.170	64%	688.787	2.837.316	25.935	206.228
São Tomé Holding	373.237	100%	373.237	103.233	68.713	68.713
São Tito Holding	273.517	100%	273.517	77.454	72.618	72.618
AES Energy Solutions	2.028.678	100%	2.030	2.097	67	67
				5.988.659	305.972	486.265

(i) A diferença entre o lucro líquido do exercício e o lucro líquido do exercício ajustado no montante de R\$180.293 refere-se aos juros capitalizados da Tucano Holding I. Com o objetivo de financiar principalmente a construção de novos complexos solares, a Controladora captou recursos por meio de debêntures de longo prazo. Em função do ativo qualificável estar registrado na controlada, a capitalização foi reconhecida nas rubricas “Investimentos” em contrapartida ao “Resultado de equivalência patrimonial”. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está apresentado como “Imobilizado, líquido” (nota explicativa nº 11) em contrapartida ao resultado financeiro, na rubrica “Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso” (nota explicativa nº 29). Para melhor apresentação, os juros capitalizados foram ajustados na tabela em Lucro (prejuízo) líquido do exercício ajustado.

Joint Venture

Em 31 de dezembro de 2023, as informações contábeis da *Joint Venture* estão apresentadas abaixo:

	Tucano Holding III Consolidado
Balço Patrimonial	
Ativo circulante	156.914
Ativo não circulante	753.597
Passivo circulante	103.262
Passivo não circulante	593.545
Patrimônio líquido	213.704
Demonstração de Resultado	
Resultado Operacional	71.163
Resultado financeiro	(44.908)
Despesa ou receita de imposto sobre a renda	(8.583)
Lucro do exercício	17.672
Resultado abrangente total	17.672
Percentual de participação	50%
Quantidade de quotas/ações do capital social	1.444.186.438

A movimentação de investimentos, consolidado, da *joint venture* é como segue:

Movimentação Joint Venture	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2021	87.491
Equivalência patrimonial	20.048
Saldos em 31 de dezembro de 2022	107.539
Equivalência patrimonial	8.836
Dividendos	(9.523)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	106.852

Operação comercial *Joint Venture*

Os parques eólicos controlados pela Tucano Holding III foram liberados para operação comercial e iniciaram o atendimento dos seus contratos de fornecimento de energia em 01/01/2023. O contrato de compra e venda de energia é firmado com a Unipar Carbocloro S.A., possuem vigência de 20 anos, com 155 MW de capacidade instalada e 71,5 MWh de garantia física de energia.

11. IMOBILIZADO

A Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos pelo Órgão Regulador e os preceitos do laudo de avaliação elaborado para fins de determinação do custo atribuído na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, sendo que, no julgamento da Administração, tais vidas úteis refletem, significativamente, a vida útil econômica dos ativos. Conseqüentemente, os valores residuais dos ativos hídricos do imobilizado da Companhia resultam da aplicação das vidas úteis definidas e os resultantes valores residuais que incluem o projeto básico, espelhando o direito de indenização ao final do contrato de concessão com base na melhor estimativa da Administração da Companhia, inclusive amparada em posicionamento de seus assessores legais, quanto à legislação em vigor.

Os bens do ativo imobilizado da controlada direta AES Operações foram avaliados ao custo atribuído (“*deemed cost*”) na data de transição para as normas internacionais de contabilidade, em 1º de janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição, deduzidos das respectivas depreciações, à exceção de terrenos que não são depreciados. A vida útil dos bens foi revisada em conjunto com a valorização dos ativos ao seu custo atribuído.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado e calculada de forma linear, que na avaliação da Administração, é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº 674 de 11 de agosto de 2015, com exceção às placas solares. Durante o exercício, a Companhia reavaliou a vida útil dos painéis solares e concluiu que estes ativos são capazes de atingir uma vida útil de 40 anos, de acordo com o desempenho operacional e as premissas de custo de operação e manutenção empregados.

A Companhia e suas controladas acompanham e revisam pelo menos uma vez ao ano o valor residual e vida útil dos ativos, inclusive quanto à legislação aplicável para concessões e ao direito de indenização dos ativos remanescentes e não amortizados ao final da concessão.

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado pelo seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo são incluídos na demonstração do resultado, no exercício em que o ativo for baixado.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido em "Outras receitas e despesas operacionais" na demonstração do resultado.

A Companhia e suas controladas agregam, mensalmente, os juros incorridos sobre as debêntures, empréstimos e financiamentos ao custo do ativo imobilizado em curso, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo imobilizado até a data em que o ativo subjacente esteja disponível para utilização; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa mensal das debêntures aplicada sobre o ativo imobilizado em curso do mês; (c) os juros totais capitalizados não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo imobilizado aos quais foram incorporados. Os valores dos juros capitalizados às contas do ativo imobilizado durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, estão apresentados nas notas explicativas nº 11.b e 29.

A Companhia e suas controladas reconhecem os ativos de direito de uso na data de início do arrendamento. Esses ativos são mensurados ao custo, deduzidos de qualquer depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável, e ajustados por qualquer nova mensuração dos passivos de arrendamento. São depreciados linearmente pelo menor período entre o prazo do arrendamento e a vida útil estimada dos ativos. A Companhia reconheceu ativos de direito de uso de sede administrativa e suas controladas reconheceram ativo de direito de uso de sede administrativa e de terrenos arrendado depreciados a uma taxa média de de 11,11% a 20,00% e de 2,86% a 7,14%, respectivamente. Para determinação da vida útil foi considerado o prazo do contrato ou o período de concessão/autorização, dos dois o menor.

A provisão para desmantelamento de ativos refere-se aos custos e despesas a serem incorridos, assim como a obrigação que a entidade deverá liquidar, no futuro, para retirada de serviço dos seus ativos de longo prazo dos Complexos solares e eólicos. A mensuração inicial é reconhecida como um passivo descontado a valor presente e, posteriormente, através do acréscimo de despesas financeiras ao longo do tempo. O custo de desativação de ativos equivalente ao passivo inicial é capitalizado como parte do valor contábil do ativo sendo depreciado durante o período de vida útil do ativo.

a) A composição do ativo imobilizado é a seguinte:

	Consolidado				
	2023				2022
	Taxas médias anuais de depreciação (%)	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Terrenos	—	414.284	—	414.284	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	3,93%	2.945.326	(2.340.761)	604.565	679.700
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,88%	1.663.859	(613.924)	1.049.935	708.074
Máquinas e equipamentos	3,90%	10.122.499	(2.247.304)	7.875.195	5.705.111
Veículos	10,15%	19.750	(8.560)	11.190	8.706
Móveis e utensílios e outros	4,20%	9.320	(6.147)	3.173	2.481
Imobilizado em serviço		15.175.038	(5.216.696)	9.958.342	7.518.356
Imóveis destinados a uso futuro	—	578	—	578	2.099
Imobilizado em curso (i)	—	3.541.393	—	3.541.393	3.497.002
Bens vinculados às concessões e autorizações		18.717.009	(5.216.696)	13.500.313	11.017.457
Direito de uso de sede administrativa	de 11,11% a 20,00%	12.781	(6.951)	5.830	8.454
Direito de uso de terreno arrendado	de 2,86% a 7,14%	212.163	(26.556)	185.607	147.893
Total Imobilizado		18.941.953	(5.250.203)	13.691.750	11.173.804

(i) O ativo imobilizado em curso contempla principalmente gastos com a modernização de unidades geradoras das usinas hidroelétricas e construção de novas plantas de geração eólica nos Complexos de Tucano e Cajuína, incluindo adiantamento a fornecedores para aquisição dos aerogeradores. Esses ativos serão classificados como imobilizado em serviço quando da sua entrada em operação.

b) A movimentação imobilizado é a seguinte:

A movimentação do ativo imobilizado é como segue:

Consolidado								
	Saldos em 31 de dezembro de 2022	Adições	Remensuração (ii)	Provisão para desmobilização	Baixas	Transferências e reclassificações (i)	Juros capitalizados	Saldos em 31 de dezembro de 2023
Terrenos	414.284	—	—	—	—	—	—	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	2.943.639	—	—	—	—	1.687	—	2.945.326
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.292.845	—	—	—	—	371.014	—	1.663.859
Máquinas e equipamentos	7.600.390	—	(147.641)	16.840	(17.728)	2.670.638	—	10.122.499
Veículos	14.649	—	—	—	—	5.101	—	19.750
Móveis e utensílios e outros	8.879	—	—	—	(28)	469	—	9.320
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	—	—	—	—	(1.521)	—	578
Imobilizado em curso (iii)	3.497.002	2.561.570	—	—	(6.082)	(2.948.243)	437.146	3.541.393
Direito de uso de sede administrativa	12.978	—	(197)	—	—	—	—	12.781
Direito de uso de terreno arrendado	165.414	40.468	6.281	—	—	—	—	212.163
Subtotal	15.952.179	2.602.038	(141.557)	16.840	(23.838)	99.145	437.146	18.941.953
Depreciação/Amortização	(4.778.375)	(503.943)	31.771	(5.318)	5.662	—	—	(5.250.203)
Total líquido	11.173.804	2.098.095	(109.786)	11.522	(18.176)	99.145	437.146	13.691.750

(i) Referem-se principalmente a reclassificações de intangível e estoque de curto prazo para imobilizado.

(ii) Em dezembro de 2023, a Companhia remensurou as estimativas de provisão de desmobilização e dos passivos de arrendamentos. O efeito na provisão de desmobilização foi de R\$118.057 (nota 21) (R\$ 147.641 relacionado ao custo e R\$29.584 à depreciação) e R\$11.980 relativo ao arrendamento.

(iii) As movimentações de adições, transferências e juros capitalizados referem-se, principalmente, à construção dos parques eólicos.

Consolidado								
Saldo em 31 de dezembro de 2021	Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Araripe e Caetés	Adições	Remensuração	Provisão para desmantelamento	Baixas	Transferências e reclassificações	Juros capitalizados	Saldo em 31 de dezembro de 2022
Terrenos	414.599	—	—	—	—	(315)	—	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	2.937.156	—	—	—	(1.055)	7.538	—	2.943.639
Edificações, obras civis e benfeitorias	900.984	256.418	—	—	(209)	135.652	—	1.292.845
Máquinas e equipamentos	6.363.069	1.282.199	—	(4.437)	(435)	(40.006)	—	7.600.390
Veículos	10.661	—	—	—	(361)	4.349	—	14.649
Móveis e utensílios e outros	7.605	128	—	—	—	1.146	—	8.879
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	—	—	—	—	—	—	2.099
Imobilizado em curso	964.766	29.317	2.280.474	—	—	(84.535)	306.980	3.497.002
Direito de uso de sede administrativa	9.999	—	1.593	2.114	—	(728)	—	12.978
Direito de uso de terreno arrendado	98.139	39.374	16.134	11.764	—	3	—	165.414
Subtotal	11.709.077	1.607.436	2.298.201	13.878	(4.437)	23.104	306.980	15.952.179
Depreciação/Amortização	(4.365.829)	—	(388.377)	—	(3.143)	488	(21.514)	(4.778.375)
Total líquido	7.343.248	1.607.436	1.909.824	13.878	(7.580)	1.590	306.980	11.173.804

(c) Dos bens vinculados à concessão e autorizações

Os bens e as instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e que são vinculados à concessão, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

São previstos o oferecimento em garantia dos direitos emergentes da outorga os bens constituídos pela geradora eólica ou solar sem autorização da ANEEL, desde que a eventual execução da garantia não comprometa a continuidade da geração de energia elétrica. Já a transferência de outorga ou do controle societário deve ser precedida de anuência prévia.

Os ativos de suas controladas que possuem essas características, são:

	Consolidado	
	2023	2022
Concessão	2.346.554	2.433.933
Autorizações	11.153.181	8.581.425
Imóveis destinados a uso futuro	578	2.099
Total	13.500.313	11.017.457

(d) Contrato de concessão

Em 20 de dezembro de 1999, foi firmado o contrato de concessão nº 92/99 (ANEEL – Tietê) com o objeto da produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, por meio das centrais geradoras descritas na nota explicativa nº 1 e das instalações de transmissão de interesse restrito a essas centrais geradoras.

O prazo de vigência do referido contrato é de 30 anos, contado a partir da data de sua assinatura, o qual poderá ser prorrogado mediante requerimento que deve ser apresentado ao Poder Concedente em até 36 meses antes do término do prazo do contrato. A ANEEL deverá se manifestar sobre o requerimento da prorrogação até o 18º mês anterior ao término do prazo da concessão. O deferimento do requerimento levará em consideração o cumprimento dos requisitos de exploração adequada.

O contrato de concessão estabelece que a energia elétrica seja comercializada pela Concessionária, tendo em vista sua condição de Produtor Independente, observadas as condições estabelecidas no contrato de concessão e na legislação específica.

Além disso, o contrato de concessão estabeleceu encargos relacionados ao cumprimento dos termos do contrato; do Edital de Privatização; da legislação sobre a exploração de potenciais hidráulicos; à manutenção das operações; dos equipamentos das usinas e de pessoal técnico apropriado; bem como observar as regulamentações setoriais, ambientais (obrigação de reflorestamento, preservação das margens, povoamento de peixes, entre outros) e a legislação vigente aplicáveis à controlada direta AES Operações, de modo a assegurar a continuidade, regularidade e eficiência da exploração dos aproveitamentos hidrelétricos.

Especificamente sobre o termo final do contrato, a subcláusula 2ª da cláusula 11 do contrato de concessão estabelece que no advento deste termo, os bens e as instalações vinculados à produção independente de energia elétrica nos aproveitamentos hidrelétricos passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por fiscalização da ANEEL.

Em 23 de março de 2016, foi firmado o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 92/1999 que teve por objetivo transferir o Contrato de Concessão nº 92/1999-ANEEL para a AES Tietê Energia S.A nos termos aprovados pela Resolução Autorizativa nº 5.433, de 25 de agosto de 2015.

Em 03 de agosto de 2021, os prazos de concessão das UHEs e PCHs foram estendidos para 2032 e 2036, respectivamente, conforme aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.919, detalhado na nota explicativa nº 15.1.

Em 30 de setembro de 2021 ocorreu a transferência da concessão objeto do Contrato de Concessão nº 92/1999, bem como das autorizações detidas pela AES Tietê em favor da controlada direta AES Operações, dado o processo de incorporação reversa.

É entendimento dessa Administração, baseada na avaliação de seus consultores jurídicos, de que o valor residual dos bens reversíveis não amortizados (inclusive dos terrenos, que não são depreciados ao longo do período da concessão), sejam eles vinculados ao denominado “Projeto Básico”, ou advindos de investimentos posteriores, serão substancialmente indenizados pelo Poder Concedente, em caso de finalização do Contrato de Concessão.

(e) Autorizações

No final do prazo das autorizações das PCHs, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica, não havendo prorrogação, passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por auditoria da ANEEL, ou poderá ser exigido que a autorizada restabeleça, por sua conta, o livre escoamento das águas. Desta forma, nenhuma obrigação relacionada à retirada destes bens foi registrada no balanço da controlada direta AES Operações.

Em relação aos bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica das usinas eólicas e solares, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente remover as instalações.

12. INTANGÍVEL

Ativos intangíveis são registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em combinação de negócio, menos a amortização acumulada e perdas acumuladas de valor recuperável. Esses intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais, de concessão ou autorização, são amortizados pelo método linear ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo ao final de cada exercício social.

Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, quando existentes, são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo.

	Consolidado				
	2023			2022	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Extensão de concessão (i)	9,10%	982.856	(253.601)	729.255	813.789
Uso do bem público (UBP) (ii)	3,7%	73.174	(55.233)	17.941	20.031
Direitos contratuais de solares e eólicas (iii)	4,85%	554.911	(87.548)	467.363	506.456
Direito de exploração de autorização (iv)	3,00%	758.588	(38.159)	720.429	813.612
Intangível gerado na combinação de negócios (v)	3,42%	19.073	(4.125)	14.948	15.591
Direitos e projetos em desenvolvimento (vi)	—	37.208	—	37.208	84.594
Software e outros intangíveis	21,06%	124.104	(61.108)	62.996	106.778
Total		2.549.914	(499.774)	2.050.140	2.360.851

- (i) Em 31 de dezembro de 2020, a controlada direta AES Operações reconheceu um intangível, no montante de R\$946.957 em contrapartida à rubrica de Custo dos produtos e serviços vendidos, linha mercado de curto prazo. Posteriormente, em março de 2021, após a CCEE apresentar os cálculos finais, a controlada direta AES Operações constituiu um novo montante, no valor de R\$ 35.899, totalizando R\$ 982.856, o qual está sendo amortizado pelo método linear a partir de 1º de janeiro de 2021 até o final do prazo de concessão, ajustado com a extensão a partir da repactuação.

- (ii) O uso do bem público (UBP) compreende o direito de operar como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente de Energia, conforme contrato de concessão assinado em 20 de dezembro de 1999, o qual tem prazo de vigência de 30 anos e foi pago no período de 2000 a 2004, sendo os valores pagos registrados como um ativo intangível relacionado à concessão. A amortização deste ativo é feita pelo método linear durante o prazo de vigência do contrato de concessão.
- (iii) Refere-se à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER) e ao direito de autorização de geração do Parque Solar Boa Hora e Guaimbê, além dos complexos eólicos Ventus, complexo São Ricardo, complexo Serra Verde, complexos Eólicos Mandacaru e Salinas, amortizados com base no prazo dos contratos de leilão de energia e no prazo remanescente de autorização. Estes valores foram definidos com base em modelos de avaliação de ativos, considerando as informações e condições constantes nos contratos de leilão e nos contratos de autorização de geração de energia.
- (iv) Corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente da aquisição de ativos dos Parques Solares Boa Hora, Guaimbê e Parques Eólicos de Santa Tereza, Ventos do Araripe, Caetés e Cassino que serão amortizados com base no prazo remanescente de autorização.
- (v) Corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios do Complexo Eólico Alto Sertão II, que será amortizado com base no prazo remanescente de autorização.
- (vi) Corresponde ao direito e projetos em desenvolvimento decorrente da aquisição de ativos do Complexo Eólico Tucano e Projeto Eólico Cordilheira dos Ventos, que serão amortizado com base no prazo de autorização, após a planta entrar em operação, que está previsto para julho de 2024 e julho de 2025, respectivamente.

A movimentação do intangível é como segue:

	Consolidado								Total
	Extensão de concessão	Uso do Bem Público	Direitos contratuais (i)	Direito de exploração de autorização	Intangível gerado na combinação de negócios	Direitos e projetos em desenvolvimento	Software e outros intangíveis		
							Em curso	Em serviço	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	898.322	22.121	527.916	140.102	16.234	63.523	39.365	29.898	1.737.481
Adições (i)	—	—	—	—	—	21.071	47.765	—	68.836
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Araripe e Caetés	—	—	—	672.245	—	—	—	4.294	676.539
Amortizações	(84.533)	(2.090)	(21.460)	(3.143)	(643)	—	—	(4.178)	(116.047)
Transferências (ii) e reclassificações	—	—	—	4.408	—	—	794	(11.160)	(5.958)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	813.789	20.031	506.456	813.612	15.591	84.594	87.924	18.854	2.360.851
Adições	—	—	9.305	—	—	—	35.496	—	44.801
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Araripe e Caetés (nota 6)	—	—	—	(127.377)	—	—	—	—	(127.377)
Amortizações	(84.534)	(2.090)	(32.261)	(29.329)	(643)	—	—	(9.137)	(157.994)
Transferências (ii)	—	—	(16.137)	63.523	—	(47.386)	(83.581)	13.440	(70.141)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	729.255	17.941	467.363	720.429	14.948	37.208	39.839	23.157	2.050.140

(i) As adições referem-se às obrigações contratuais (“*earn-out*”) decorrentes do cumprimento de determinadas cláusulas (Ajuste de Preço de Potência Instalada), oriunda da aquisição do Complexo Serra Verde.

(ii) O montante de R\$ 70.141 refere-se a reclassificações de intangível para imobilizado para alinhar a apresentação contábil à natureza dos bens.

13. FORNECEDORES

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE					
Energia elétrica comprada para revenda		—	—	67.545	69.013
Encargo de uso do sistema de transmissão - TUST (i)		—	—	60.435	16.424
Encargo de uso do Sistema de Distribuição para as geradoras - TUSDg		—	—	5.612	5.141
Subtotal		—	—	133.592	90.578
Materiais e Serviços		1.719	598	238.983	173.370
Materiais e Serviços - partes relacionadas	30	—	—	3.200	3.965
Total		1.719	598	375.775	267.913

A Companhia e suas controladas possuem contratadas 107 cartas de fiança, no valor total de R\$194.883 e 29 seguros garantia, no valor de R\$98.744, totalizando uma importância segurada de R\$293.627 (93 cartas de fiança no valor total de R\$61.355, e 75 seguros garantia no valor de R\$513.584, totalizando uma importância segurada de R\$574.939 em 31 de dezembro de 2022), com custo de 0,22% a 1,30% a.a. Estas garantias têm como objetivo principal cumprir exigências de compra de energia elétrica, principalmente no MRE e mercado de curto prazo (SPOT).

(i) O aumento do saldo da TUST é decorrente da regularização dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs) a partir da entrada em vigor da Resolução Normativa nº 1.065/2023, publicada pela ANEEL em 13 de julho de 2023, que dispõe sobre normativo excepcional para (a) Anistia - revogação de outorgas de geração sem aplicação de penalidades ou multas e rescisão não onerosa dos CUSTs e (b) Regularização de cronograma para projetos com CUST em execução e com CUST para execução em Ciclo Tarifário a partir de 2024-2025.

Do pipeline de projetos da Companhia, cerca de 1,0 GW mostrou-se elegível para adesão ao mecanismo. Considerando o status destes projetos, sua interface com a infraestrutura de escoamento existente e as perspectivas de expansão, decidiu-se por:

- Manter e regularizar projetos que totalizam capacidade instalada de 282 MW, de forma a permanecer com os descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST); e
- Manter o projeto e revogar as outorgas e CUSTs dos projetos que somam capacidade instalada de 738 MW, que possuíam conexão garantida, mas com desconto na TUST. Desta maneira, para estes projetos, será iniciado um processo de nova outorga.

14. TRIBUTOS A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE				
Imposto de renda e contribuição social a pagar (ii)				
Imposto de renda	—	—	10.377	11.197
Contribuição social	—	—	7.223	6.601
Total	—	—	17.600	17.798
Outros tributos a pagar				
INSS	150	129	6.077	7.053
PIS e Cofins	159	151	17.406	14.173
ICMS (i)	—	—	22.431	18.881
IRRF	2.641	187	4.221	2.528
CIDE	—	—	3.900	3.749
ISS	—	—	1.736	907
Outros	49	12	4.646	1.267
Total	2.999	479	60.417	48.558

(i) Corresponde à tributação do ICMS com a alíquota de 18% sobre o faturamento de energia das empresas geradoras ou comercializadoras de energia a partir de março de 2022, localizadas no estado de São Paulo. Essa tributação foi autorizada pelo decreto 66.373/2021 e portaria CAT 14/2022.

(ii) As controladas Tucano Holding I e II, Veleiros, Santa Tereza, Santa Tereza (06, 09 e 11), Serra Verde (I, II, III, IV, VI e VII), São Ricardo, São Ricardo (1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12 e 13), Potengi, AES Comercializadora, AES GF1 Holdings, AES GF2 Holdings, AES Arinos Solar Holdings, AES Arinos Solar (I a VIII), Cajuína AB1, AB2 e AB3, Cordilheira dos Ventos, Ventos de São Tomé Holding S.A., Ventos de Santa Brígida (I a VII), Ventos de São Tito Holding S.A., Ventos de Santa Joana (II, VI, VIII e XIV), Ventos de São Onofre (I a III), AES Energy Solutions e Tucanos (F9, F11 e F13) são tributadas pelo regime de lucro real. No que se refere à forma de pagamento de imposto de renda e contribuição social, a controlada direta AES Operações levantou balancete de suspensão no período e as empresas AES GF2 Holdings, Ventos de Santa Brígida (II a VII), Ventos de Santa Joana (II), Ventos de São Onofre (I a III) e AES Energy Solutions levantaram balancete de redução.

Por sua vez, as controladas indiretas Guaimbê Holding, AGV VII e Ventus utilizaram da apuração com base no balancete de redução e recolheram antecipações, porém as demais controladas indiretas Tucano F5, AES Tietê Integra, Nova Energia, AES Tietê Eólica, MS Participações, Santos e REB apuraram prejuízo fiscal.

Com exceção das empresas mencionadas acima, a apuração do imposto de renda e da contribuição social das demais empresas dos Complexos Ouroeste, Complexo Tucano, Alto Sertão II, Complexo Guaimbê, Complexo Ventus, Complexos Salinas e Mandacaru, Santa Tereza 01 a 05, 07, 08, 10, 12 a 14, Serra Verde V, São Ricardo (3, 4 e 11), Complexo Cassino são realizadas com base na forma de tributação do lucro presumido sob o regime de caixa.

15. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

15.1 Os saldos de debêntures, não conversíveis, empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

	Controladora							
	2023							
	Circulante				Não circulante			Total circulante + não circulante
	Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Custos de transação	Total	
MOEDA NACIONAL								
Debêntures								
Debêntures - 1ª Emissão		45.187	(2.777)	42.410	1.066.124	(591)	1.065.533	1.107.943
Subtotal	—	45.187	(2.777)	42.410	1.066.124	(591)	1.065.533	1.107.943
MOEDA ESTRANGEIRA								
Scotiabank 4131 (1ª série)	187.214	944	(569)	187.589	—	—	—	187.589
Scotiabank 4131 (2ª série)	—	9.290	(334)	8.956	362.518	(18)	362.500	371.456
Scotiabank 4131 (3ª série)	—	4.550	(334)	4.216	175.473	(18)	175.455	179.671
Subtotal	187.214	14.784	(1.237)	200.761	537.991	(36)	537.955	738.716
Total da dívida	187.214	59.971	(4.014)	243.171	1.604.115	(627)	1.603.488	1.846.659

	Controladora							
	2022							
	Circulante			Não circulante			Total circulante + não circulante	
	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Custos de transação	Total		
MOEDA NACIONAL								
Debêntures								
Debêntures - 1ª Emissão	41.370	(2.341)	39.029	1.060.422	(3.305)	1.057.117	1.096.146	
Subtotal	41.370	(2.341)	39.029	1.060.422	(3.305)	1.057.117	1.096.146	
MOEDA ESTRANGEIRA								
Scotiabank 4131 (1ª série)	1.033	—	1.033	201.859	(495)	201.364	202.397	
Subtotal	1.033	—	1.033	201.859	(495)	201.364	202.397	
Total da dívida	42.403	(2.341)	40.062	1.262.281	(3.800)	1.258.481	1.298.543	

Consolidado									
2023									
Circulante				Não Circulante				Total circulante + não circulante	
Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Encargos	Custos de transação	Total		
MOEDA NACIONAL									
Debêntures									
1ª Emissão - Tucano Holding II	20.818	47.421	(1.011)	67.228	320.661	—	(12.374)	308.287	375.515
1ª Emissão - Veleiros	292.005	1.453	—	293.458	—	—	—	—	293.458
2ª Emissão - Veleiros (1ª série)	4.667	406	(225)	4.848	75.540	—	(1.352)	74.188	79.036
2ª Emissão - Veleiros (2ª série)	15.515	385	(245)	15.655	64.692	—	(1.335)	63.357	79.012
1ª Emissão - Cajuína AB1	23.552	2.600	(2.143)	24.009	1.040.470	—	(50.572)	989.898	1.013.907
6ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	221.950	2.968	(593)	224.325	—	—	—	—	224.325
8ª Emissão - AES Operações	22.976	1.386	(1.275)	23.087	175.450	—	(4.533)	170.917	194.004
9ª Emissão (1ª Série) - AES Operações	—	49.993	(505)	49.488	1.380.000	—	(934)	1.379.066	1.428.554
9ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	—	10.913	(3.592)	7.321	835.513	—	(14.437)	821.076	828.397
9ª Emissão (3ª Série) - AES Operações	—	8.592	(1.008)	7.584	233.168	—	(4.050)	229.118	236.702
10ª Emissão - AES Operações	—	4.507	(595)	3.912	750.000	—	(2.344)	747.656	751.568
1ª Emissão (1ª série) - AES Tietê Eólica	7.689	43	(254)	7.478	8.971	—	(254)	8.717	16.195
1ª Emissão (2ª Série) - AES Tietê Eólica	18.086	84	(242)	17.928	12.833	—	(74)	12.759	30.687
1ª Emissão AES Brasil Energia	—	45.187	(2.777)	42.410	1.066.124	—	(591)	1.065.533	1.107.943
Complexo Eólico Araripe	15.399	305	(869)	14.835	80.974	—	(3.042)	77.932	92.767
Complexo Eólico Caetés	13.557	291	(519)	13.329	82.321	—	(1.557)	80.764	94.093
Subtotal	656.214	176.534	(15.853)	816.895	6.126.717	—	(97.449)	6.029.268	6.846.163
Empréstimos e financiamentos									
BNDES - Complexo Ventus	27.007	576	(70)	27.513	130.532	—	(338)	130.194	157.707
BNB - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	12.114	1.751	(1.553)	12.312	118.640	—	(9.808)	108.832	121.144
Nota comercial - Potengi	700.000	108.795	(3.000)	805.795	—	—	—	—	805.795
BNDES - Complexo Eólico Cassino	16.072	433	(817)	15.688	107.862	—	(5.377)	102.485	118.173
BNDES - Complexo Eólico Araripe	40.408	1.491	(3.205)	38.694	423.383	—	(23.507)	399.876	438.570
BNDES - Complexo Eólico Caetés	38.914	1.436	(2.815)	37.535	407.704	—	(20.642)	387.062	424.597
BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	21.302	501	(1.429)	20.374	121.069	—	(7.978)	113.091	133.465
BNB - Complexo Eólico Tucano (Anglo)	17.239	1.734	(171)	18.802	345.379	31.941	(2.698)	374.622	393.424
Outros	29.662	—	—	29.662	16.685	—	—	16.685	46.347
Subtotal	902.718	116.717	(13.060)	1.006.375	1.671.254	31.941	(70.348)	1.632.847	2.639.222
MOEDA ESTRANGEIRA									
Scotiabank 4131 (2020) AES Operações	281.089	27	—	281.116	281.088	—	—	281.088	562.204
Scotiabank 4131 (2021) AES Operações	—	3.597	—	3.597	668.225	—	—	668.225	671.822
Scotiabank 4131 (1ª série) AES Energia	187.214	944	(569)	187.589	—	—	—	—	187.589
Scotiabank 4131 (2ª série) AES Energia	—	9.290	(334)	8.956	362.518	—	(18)	362.500	371.456
Scotiabank 4131 (3ª série) AES Energia	—	4.550	(334)	4.216	175.473	—	(18)	175.455	179.671
Subtotal	468.303	18.408	(1.237)	485.474	1.487.304	—	(36)	1.487.268	1.972.742
Total da dívida	2.027.235	311.659	(30.150)	2.308.744	9.285.275	31.941	(167.833)	9.149.383	11.458.127

	Consolidado								
	2022								
	Circulante				Não Circulante				Total circulante + não circulante
	Principal	Encargos	Custos de transação	Total	Principal	Encargos	Custos de transação	Total	
MOEDA NACIONAL									
Debêntures									
1ª Emissão - Tucano Holding II	—	—	—	—	326.142	24.314	(13.891)	336.565	336.565
1ª Emissão - Cajuína AB1	—	33.360	(1.780)	31.580	952.172	—	(52.177)	899.995	931.575
5ª Emissão - AES Operações	121.878	337	(1.889)	120.326	—	—	—	—	120.326
6ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	212.173	5.787	(2.806)	215.154	212.173	—	(601)	211.572	426.726
8ª Emissão - AES Operações	20.613	1.566	(1.356)	20.823	189.506	—	(5.797)	183.709	204.532
9ª Emissão (1ª Série) - AES Operações	—	56.245	(464)	55.781	1.380.000	—	(1.438)	1.378.562	1.434.343
9ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	—	10.717	(3.155)	7.562	797.959	—	(18.034)	779.925	787.487
9ª Emissão (3ª Série) - AES Operações	—	8.333	(882)	7.451	222.688	—	(5.063)	217.625	225.076
10ª Emissão - AES Operações	—	5.975	(462)	5.513	750.000	—	(2.632)	747.368	752.881
1ª Emissão (1ª série) - AES Tietê Eólica	9.791	82	(254)	9.619	15.911	—	(508)	15.403	25.022
1ª Emissão (2ª Série) - AES Tietê Eólica	17.159	154	(242)	17.071	29.415	—	(483)	28.932	46.003
1ª Emissão AES Brasil Energia	—	41.370	(2.341)	39.029	1.060.422	—	(3.305)	1.057.117	1.096.146
Complexo Eólico Caetés	12.426	—	(519)	11.907	88.146	—	(2.075)	86.071	97.978
Complexo Eólico Araripe	10.423	—	(869)	9.554	92.944	—	(3.911)	89.033	98.587
Subtotal	404.463	163.926	(17.019)	551.370	6.117.478	24.314	(109.915)	6.031.877	6.583.247
Empréstimos e Financiamentos									
BNDES - Complexo Ventus	26.738	668	(70)	27.336	155.973	—	(408)	155.565	182.901
BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	21.090	570	(1.637)	20.023	140.956	—	(9.200)	131.756	151.779
Nota comercial - Complexo Eólico Cajuína	—	—	(2.538)	(2.538)	700.000	3.630	(1.300)	702.330	699.792
BNDES - Complexo Eólico Cassino	16.691	—	(816)	15.875	122.678	—	(6.193)	116.485	132.360
BNDES - Complexo Eólico Caetés	36.616	—	(2.789)	33.827	443.525	—	(23.244)	420.281	454.108
BNDES - Complexo Eólico Araripe	38.031	—	(3.193)	34.838	460.572	—	(26.623)	433.949	468.787
BNB - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	11.099	1.889	(1.346)	11.642	130.754	—	(11.569)	119.185	130.827
BNB - Complexo Eólico Tucano (Anglo)	6.559	267	(165)	6.661	326.356	13.294	(2.869)	336.781	343.442
Outros	158.251	15.191	—	173.442	41.668	594	—	42.262	215.704
Subtotal	315.075	18.585	(12.554)	321.106	2.522.482	17.518	(81.406)	2.458.594	2.779.700
MOEDA ESTRANGEIRA									
Scotiabank 4131 (2020) AES Operações	—	27	—	27	605.547	—	—	605.547	605.574
Scotiabank 4131 (2021) AES Operações	—	3.597	—	3.597	720.515	—	—	720.515	724.112
Scotiabank 4131 (1ª série) AES Energia	—	1.033	—	1.033	201.859	—	(495)	201.364	202.397
Subtotal	—	4.657	—	4.657	1.527.921	—	(495)	1.527.426	1.532.083
Total da dívida	719.538	187.168	(29.573)	877.133	10.167.881	41.832	(191.816)	10.017.897	10.895.030

Para o empréstimo em moeda estrangeira, o saldo contábil atualizado considera o principal, juros e custos da transação. Para esta dívida, existe *swap*, demonstrado na nota explicativa nº 31.1.

Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento.

15.2 Movimentação das debêntures, empréstimos e financiamentos é como segue:

	Controladora				Consolidado			
	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Moeda estrangeira	Total	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Moeda estrangeira	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	—	650.116	—	650.116	3.605.602	1.167.949	1.442.970	6.216.521
Ingressos	1.100.000	—	200.000	1.300.000	2.800.000	1.247.905	200.000	4.247.905
Efeito da aquisição dos Complexos Edícios Vento de Araripe, Caetés e Cassino	—	—	—	—	211.499	1.060.838	—	1.272.337
Encargos financeiros	130.878	15.891	1.033	147.802	483.575	74.359	23.546	581.480
Variação cambial	—	—	1.859	1.859	—	—	(111.413)	(111.413)
Variação monetária	—	—	—	—	130.368	4.592	—	134.960
Pagamento de principal	(39.578)	(650.000)	—	(689.578)	(229.891)	(715.026)	—	(944.917)
Pagamento de encargos financeiros	(89.508)	(16.156)	—	(105.664)	(366.587)	(57.434)	(22.525)	(446.546)
Diferimento dos custos de transação	(7.296)	(456)	(495)	(8.247)	(67.380)	(7.609)	(495)	(75.484)
Amortização dos custos de transação	1.650	605	—	2.255	16.061	4.126	—	20.187
Saldos em 31 de dezembro de 2022	1.096.146	—	202.397	1.298.543	6.583.247	2.779.700	1.532.083	10.895.030
Ingressos	—	—	571.113	571.113	560.000	36.991	571.113	1.168.104
Encargos financeiros	158.966	—	39.970	198.936	716.769	238.558	63.412	1.018.739
Variação cambial	—	—	(49.538)	(49.538)	—	—	(145.345)	(145.345)
Variação monetária	—	—	—	—	155.329	29.361	—	184.690
Pagamento de principal	(1.328)	—	—	(1.328)	(524.689)	(327.053)	—	(851.742)
Pagamento de encargos financeiros	(148.120)	—	(25.648)	(173.768)	(658.937)	(127.493)	(48.943)	(835.373)
Diferimento dos custos de transação	(66)	—	(258)	(324)	(7.296)	(2.185)	(258)	(9.739)
Amortização dos custos de transação	2.345	—	680	3.025	21.740	11.343	680	33.763
Saldos em 31 de dezembro de 2023	1.107.943	—	738.716	1.846.659	6.846.163	2.639.222	1.972.742	11.458.127

15.3 Características dos contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

Companhia	Descrição	Valor Ingresso	Data Emissão	Taxa Contratual	Pagamento de Juros	Sistema de amortização do Principal	Montante	Vencimento	Covenants	Finalidade
Tucano Holding II	1ª Emissão - Tucano Holding II	300.000	1/10/2021	IPCA + 6,06%	Semestral (a partir de 2024)	Semestral (a partir de 2024)	375.515	Setembro de 2041	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,1x$, medição a partir de 2024.	Financiamento do Projeto Edício Tucano II
Cajuína AB1	1ª Emissão - Cajuína AB1	950.000	15/6/2022	IPCA + 7,07%	Semestral (a partir 2023)	Semestral (a partir de junho 2024)	1.013.907	Junho de 2044	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,1x$, medição a partir de 2024.	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas à construção e implementação da fase 1 e 2 do Parque Edício Cajuína
AES Operações	6ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	317.620	15/4/2017	IPCA + 6,78%	Semestrais	Anual	224.325	Abril de 2024	- Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures
AES Operações	8ª Emissão - AES Operações	200.000	15/5/2018	IPCA + 6,02%	Semestrais	Semestrais	194.004	Mai de 2030	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,2x$	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas ao Complexo Boa Hora

AES Operações	9ª Emissão (1ª Série) - AES Operações			CDI + 1,00%	Semestrais	Anual	1.428.554	Março de 2026 Março de 2027	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: $\leq 4,5x$	Reforço de capital de giro e pré-pagamento da 6ª emissão de debêntures
	9ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	2.200.000	15/3/2019	IPCA + 4,71%	Semestrais	Anual	828.397	Março de 2027 Março de 2028 Março de 2029	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas à construção e implementação dos projetos Guaimbê e AGV
	9ª Emissão (3ª Série) - AES Operações			IPCA + 4,71%	Anual	Anual	236.702	Março de 2027 Março de 2028 Março de 2029		
AES Operações	10ª Emissão - AES Operações	750.000	12/12/2022	CDI + 1,50%	Semestral	Parcela única no vencimento	751.568	Dezembro de 2027	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: $\leq 4,5x$ Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Reforço de capital de giro
AES Tietê Eólica	1ª Emissão Debêntures de Infraestrutura (1ª série)	146.000	15/12/2014	IPCA + 7,61% aa (1ª série)	Mensal	Mensal	16.195	Dezembro de 2025	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,3x$	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
	1ª Emissão Debêntures de Infraestrutura (2ª série)			IPCA + 7,87% aa (2ª série)			30.687			
Controladora	1ª Emissão AES Brasil Energia	1.100.000	8/3/2022	CDI + 2,30%	Semestral	Parcela única no vencimento	1.107.943	Março de 2025	N/A	Construção de parque Eólico de Cajuiã
Complexo Eólico Caetés	Complexo Eólico Caetés	89.000	1/12/2014	IPCA + 8,86%	Semestral	Semestral	92.767	Dezembro de 2027	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,2x$	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Caetés
Complexo Eólico Araripe	Complexo Eólico Araripe	111.000	1/3/2016	IPCA + 9,24%	Semestral	Semestral	94.093	Junho de 2028	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,2x$	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Araripe
Complexo Ventus	BNDES - Complexo Ventus	385.177	3/10/2012	TJLP + 2,51% e 2,71%	Mensal	Mensal	157.707	Outubro de 2029	Capacidade de endividamento líquido: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses - Dívida líquida/EBITDA ajustado: $\leq 4,5x$, calculado ao final de cada exercício social	Financiamento dos parques do Complexo Ventus
Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	295.800	16/07/2013 (MS) 14/04/2014 (Santos)	TJLP + 1,66%, 1,76% e 1,88% (MS) TJLP + 2,45% (Santos)	Mensal	Mensal	121.144	Maio, Outubro e Novembro de 2029 (MS) Dezembro de 2030 (Santos)	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,3x$	Financiamento dos parques dos Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas

Potengi	Nota comercial	700.000	19/12/2022	CDI + 1,70%	Parcela única no vencimento	Parcela única no vencimento	805.795	Junho de 2024	N/A	Financiamento do do parque Eólico Cajuiña
Complexos Eólicos Cassino	BNDES (Cassino)	219.291	1/12/2014	TJLP + 2,18%	Mensal	Mensal	118.173	Julho de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,3x$	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Cassino
Complexo Eólico Caetés	BNDES (Caetés)	580.801	1/12/2014	TJLP + 2,20%	Mensal	Mensal	438.570	Abril de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,2x$	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Caetés
Complexo Eólico Araripe	BNDES (Araripe)	621.225	1/5/2015	TJLP + 2,20%	Mensal	Mensal	424.597	Abril de 2032	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,2x$	Financiamento dos parques do Complexo Eólico Araripe
Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	BNB - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	198.500	27/5/2013	2,55% (pré)	Semestral	Semestral	133.465	Maio de 2030, 2031 e 2033	Índice de cobertura do serviço da dívida ("ICSD"): calculado a partir da divisão da geração de caixa pelo serviço da dívida calculado ao final de cada exercício social - ICSD: $\geq 1,3x$	Financiamento dos parques dos Complexos Eólicos Mandacaru e Salinas
Complexo Eólico Tucano (Anglo)	BNB	332.916	2/7/2021	IPCA + 2,26%	Mensal (a partir de agosto de 2023)	Mensal (a partir de agosto de 2023)	393.424	Julho de 2045	N/A	Financiamento do Projeto Eólico Tucano II
AES Operações	Outros	50.000	20/9/2022	IPCA	Mensal (a partir de setembro de 2023)	Mensal (a partir de setembro de 2023)	46.347	Setembro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez
AES Operações	Scotiabank 4131 (1ª série)	600.000 USD 116.122	29/12/2020	USD + 1,6320% com swap para o CDI + 1,50%	Trimestral	Dezembro 2024 e Dezembro 2025	562.204	Dezembro de 2025	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Reforço de capital de giro
AES Operações	Scotiabank 4131 (2ª série)	800.000 USD 138.169	31/3/2021	USD + 1,7786% com swap para o CDI + 1,48	Semestral	Março 2025 e Março 2026	671.822	Março de 2026	Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Financiamento dos parques do Complexo Ventus
Controladora	Scotiabank 4131 (1ª série)	200.000 USD 36.685	25/11/2022	USD + 5,3125% com swap para o CDI + 1,60%	Semestral	Parcela única no vencimento	187.589	Novembro de 2024	- Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses - EBITDA ajustado/despesas financeiras: $\geq 1,25x$	Reforço de capital de giro
Controladora	Scotiabank 4131 (2ª série)	383.363 USD 75.000	1/1/2023	USD + 5,2870% com swap para o CDI + 1,60%	Semestral	Parcela única no vencimento	371.456	Janeiro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez.
Controladora	Scotiabank 4131 (3ª série)	187.750 USD 36.315	1/1/2023	USD + 5,2870% com swap para o CDI + 1,65%	Semestral	Parcela única no vencimento	179.671	Janeiro de 2025	N/A	Reforço de caixa e liquidez.
Veleiros (i)	1ª Emissão - Debêntures	400.000	27/11/2023	CDI + 1,50%	Parcela única no vencimento	Parcela única no vencimento	293.458	Julho de 2024	N/A	Financiamento do Complexo Eólico Cajuiña.
Veleiros	2ª emissão - Debênture 1ª série	80.000	4/12/2023	IPCA + 7,33%	Semestral	Semestral	79.036	Novembro de 2047	N/A	Financiamento do Complexo Eólico Cajuiña.
Veleiros	2ª emissão - Debênture 2ª série	80.000	4/12/2023	IPCA + 6,93%	Semestral	Semestral	79.012	Novembro de 2041	N/A	Financiamento do Complexo Eólico Cajuiña.

(i) A taxa contratual da 1ª emissão das Debêntures de Veleiros é CDI + 1,50% até 12 meses da emissão com *step-up* da taxa para CDI + 1,65%, após essa data.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

15.4 Composição de moeda e indexadores do principal e encargos:

	Controladora e Consolidado		Controladora				Consolidado			
	2023	2022	2023		2022		2023		2022	
	Indexador		R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional										
CDI (índice do último dia útil do exercício)	11,65%	13,65%	1.111.311	60,03	1.101.792	84,45	4.398.064	37,73	3.997.642	35,96
IPCA (índice acumulado dos últimos 12 meses)	4,62%	7,17%	—	—	—	—	3.812.836	32,71	3.813.359	34,30
TJLP (índice do último dia útil do exercício)	6,55%	7,01%	—	—	—	—	1.338.690	11,48	1.464.108	13,17
Pré-fixado	2,55%	2,55%	—	—	—	—	132.505	1,14	308.732	2,78
Moeda estrangeira										
Dólar (taxa do último dia útil do exercício) (i)	4,8413	5,4100	739.989	39,97	202.892	15,55	1.974.015	16,94	1.532.578	13,79
Total			1.851.300	100,00	1.304.684	100,00	11.656.110	100,00	11.116.419	100,00

(i) Empréstimos em moeda estrangeira (Dólar) com swap de moeda para CDI.

15.5 Parcelas relativas ao principal das debêntures e custos de transação, atualmente classificadas no passivo não circulante:

	Controladora				Consolidado					
	Debêntures	Moeda estrangeira	Custos de transação	Total	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Moeda estrangeira	Encargos	Custos de transação	Total
2025	1.066.124	537.991	(627)	1.603.488	1.187.107	197.477	1.320.248	1.553	(22.799)	2.683.586
2026	—	—	—	—	795.567	189.720	167.056	1.568	(22.274)	1.131.637
2027	—	—	—	—	1.913.339	199.520	—	1.634	(20.780)	2.093.713
2028	—	—	—	—	442.866	210.200	—	1.712	(17.302)	637.476
2029	—	—	—	—	442.494	220.169	—	1.787	(14.888)	649.562
2030 em diante	—	—	—	—	1.345.344	654.168	—	23.687	(69.790)	1.953.409
	1.066.124	537.991	(627)	1.603.488	6.126.717	1.671.254	1.487.304	31.941	(167.833)	9.149.383

16. PASSIVO DE ARRENDAMENTO

Os contratos de arrendamento são relacionados a aluguéis de terrenos (467 contratos), aluguéis de sedes administrativas (2 contratos) e aluguéis de veículos (1 contrato) com vigência até 2069. A Companhia e a sua controlada direta AES Operações reconhece o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para os contratos de arrendamento mercantil. Adicionalmente, reconhece um custo de amortização dos ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A taxa de desconto utilizada varia de 9,51% a 14,79% a.a.

A movimentação do passivo arrendado é como segue:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2021	—	104.963
Ingressos	2.811	17.727
Efeito da aquisição dos Complexos Araripe, Caetés e Cassino	—	45.366
Remensuração (i)	—	13.878
Encargos financeiros	48	11.117
Pagamento de encargos financeiros	(48)	(8.766)
Pagamento de principal	(282)	(4.064)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	2.529	180.221
Ingressos	—	40.468
Remensuração (i)	(132)	7.027
Encargos financeiros	246	16.939
Pagamento de encargos financeiros	(246)	(15.895)
Pagamento de principal	(1.254)	(8.650)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.143	220.110
Circulante	1.143	7.935
Não circulante	—	212.175

(i) O passivo de arrendamento é remensurado quando há uma alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração em índice ou taxa, extensão ou rescisão ou se há um pagamento de arrendamento revisado fixo em essência. Quando o passivo de arrendamento é remensurado dessa maneira, é efetuado um ajuste correspondente ao valor contábil do ativo de direito de uso.

Os vencimentos futuros do passivo de arrendamento são como segue:

	Controladora	Consolidado
CIRCULANTE		
2024	1.143	7.935
Subtotal	1.143	7.935
NÃO CIRCULANTE		
2025	—	3.464
2026	—	3.876
2027	—	4.557
2028	—	3.817
2029	—	3.715
Após 2029	—	192.746
Subtotal	—	212.175
Total	1.143	220.110

A Controlada direta AES Operações possui contratos de subarrendamento de terrenos com suas controladas AGV, Boa Hora e Tietê Integra totalizando R\$ 15.714 em 31 de dezembro de 2023 (R\$ 16.576 em 31 de dezembro de 2022). Os terrenos foram subarrendados pelo prazo remanescente do contrato principal, possuindo a mesma taxa de desconto de 11,49% a.a. e vigência até novembro de 2045. Os montantes registrados no passivo estão atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M. As condições de sublocação são as mesmas do aluguel original. Dessa forma, não há ganho reconhecido. Os direitos de uso foram reconhecidos nas controladas e as obrigações de arrendamento na Companhia. Adicionalmente, foi reconhecido um contas a receber na controladora e um contas a pagar nas controladas.

17 OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

17.1 Previdência privada

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de complementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Vivest é a principal entidade responsável pela Administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

A Companhia, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o *déficit* técnico atuarial e diminuir o risco de futuros *déficits*.

Em 03 de maio de 2019, foi aprovado pela PREVIC, por meio da Portaria PREVIC nº 296, a alteração no regulamento do PSAP/Tietê, que trata do fechamento às novas adesões. O novo regulamento teve início de vigência em 1º de junho de 2019. Nesta mesma data, houve a abertura de um novo plano de contribuição definida (CD).

Adicionalmente, em 17 de dezembro de 2020, foi aprovado pela PREVIC, por meio da Portaria PREVIC nº 867, nova alteração no regulamento do PSAP, que trata do saldamento do plano de benefícios. Esta operação de saldamento resulta na suspensão dos aportes de contribuições no PSAP e, a partir desta data, os aportes serão efetuados no plano CD, criado em 2019.

O objetivo foi mitigar riscos de futuros *déficits*, buscando maior equilíbrio e controle das obrigações do plano e, ao mesmo tempo, preservar o direito adquirido dos participantes e assistidos, diminuindo também as contribuições para equacionamento de eventuais *déficits* futuros. Os riscos mitigados foram de aumento da obrigação atuarial em função do acúmulo de tempo de serviço e do crescimento salarial do subplano BD. Os riscos financeiro e de mortalidade continuarão existindo, porém terão um impacto menor sobre o passivo do subplano BD.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano. A Companhia avalia seu passivo com benefícios suplementares de aposentadoria por meio de avaliação atuarial realizada em bases anuais, com a ajuda de consultores especializados em serviços atuariais. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas descritas a seguir. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Ao final do exercício de 2023, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao modelo implementado no momento da privatização da Companhia, e vierem a se desligar, mesmo sem estarem aposentados. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano de suplementação. O benefício será pago a partir da data em que o participante completar as carências mínimas previstas no regulamento do plano.

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir: (i) Taxa de desconto: a Companhia considera as taxas dos títulos do Tesouro Nacional com vencimento correspondente a duração (tempo médio de pagamento futuro dos benefícios) da obrigação do benefício definido; (ii) Taxa de mortalidade: se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. A Vivest testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano. (iii) Aumento salarial, benefícios e inflação: a hipótese de crescimento salarial é definida pela Companhia, de acordo com sua política de remuneração, para refletir a expectativa de crescimento salarial real para os próximos anos. Os reajustes de benefícios são corrigidos anualmente pelo IGP-DI, que é o indexador do plano. Em relação à taxa de inflação, foi determinado 3,85% com base nas taxas projetadas para os próximos 10 anos. (iv) A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

O ativo ou passivo líquido do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano.

Os ativos do plano são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (Vivest). O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado e, no caso de títulos cotados, no preço de compra publicado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reembolso ou de reduções nas contribuições patronais futuras do plano

Em 31 de dezembro de 2023, a Vivest indicou um déficit no plano BD de R\$ 9.379 (R\$ 34.323 em 31 de dezembro de 2022), valor inferior ao limite estabelecido pela Resolução CNPC nº 30, de 10 de outubro de 2018, que para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 18.722 (R\$ 20.787 em 31 de dezembro de 2022). O BSPS apresentou déficit técnico pela Vivest de R\$ 10.818 (déficit de R\$ 36.400 em 31 de dezembro de 2022), valor inferior ao limite estabelecido pela Resolução CNPC, que na data base de 31 de dezembro de 2023 foi de R\$ 18.654 (R\$ 21.664 em 31 de dezembro de 2022). O Plano CV fechou o exercício de 2023 em equilíbrio (déficit de R\$ 1.539 em 31 de dezembro de 2022, inferior ao limite legal de R\$ 1.698).

Vale ressaltar que existem duas formas de apuração de resultados desse plano: a que a Companhia calcula para atendimento à Deliberação CVM nº 110/2022 e a calculada pelo administrador do plano para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC. Os valores estimados são diferentes pois utilizam metodologias e premissas distintas.

17.2 Programa de incentivo à aposentadoria

A Companhia possui Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA), previsto em seu acordo coletivo. O aderente ao PIA receberá os seguintes benefícios: (i) indenização variável equivalente a 0,3 do último salário base por ano de trabalho prestado à Companhia, limitado a 10 salários; (ii) 12 meses de auxílio alimentação (VA/VR); e (iii) 18 meses de assistência médica hospitalar e odontológica aos empregados e seus dependentes diretos.

17.3 Informações relevantes das obrigações com benefícios pós-emprego

17.3.1 Ativos e passivos atuariais

	Consolidado	
	2023	2022
Valor presente das obrigações atuariais	594.471	596.551
Valor justo dos ativos do plano	(500.722)	(494.726)
Subtotal passivo registrado com previdência privada	93.749	101.825
Valor presente das obrigações atuariais	10.258	8.865
Subtotal passivo registrado com programa de incentivo à aposentadoria	10.258	8.865
Total das obrigações com benefícios pós-emprego	104.007	110.690

17.3.2 Movimentações do passivo registrado

	Consolidado	
	2023	2022
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	605.416	631.455
Custo dos serviços correntes	700	648
Custo dos juros	60.160	53.520
Benefícios pagos pelo plano	(45.106)	(42.484)
Benefícios pagos pela empresa	(1.852)	(2.281)
Contribuições dos empregados	392	194
Perda atuarial	(14.981)	(35.636)
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	604.729	605.416

17.3.3 Movimentações do valor justo dos ativos do plano

	Consolidado	
	2023	2022
Valor dos ativos do plano no início do exercício	494.726	497.619
Rendimento esperado dos ativos do plano	49.302	42.000
Contribuição paga pela empresa	6.189	995
Benefícios pagos pelo plano	(45.106)	(42.484)
Contribuições dos empregados	392	194
Perda atuarial nos ativos do plano	(4.781)	(3.598)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	500.722	494.726

17.3.4 Despesas reconhecidas no resultado do exercício

	Consolidado	
	2023	2022
Custo dos juros	59.344	52.825
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(49.302)	(42.000)
Subtotal das despesas benefício definido	10.042	10.825
Contribuição definida	4.544	5.161
Total da despesa com entidade de previdência privada	14.586	15.986
Custo dos serviços correntes	700	648
Custo dos juros	816	695
Total das despesas programa de incentivo à aposentadoria	1.516	1.343
Total das despesas com benefícios pós-emprego	16.102	17.329

17.3.5 Movimentações do passivo registrado

	Controladora e Consolidado	
	2023	2022
Saldo no início do exercício	110.690	133.836
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	11.557	12.167
Ajuste de avaliação atuarial (remensurações)	(10.199)	(32.038)
Pagamentos de contribuições	(8.041)	(3.275)
Saldo no final do exercício	104.007	110.690

17.3.6 Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Controladora	
	2023	2022
Saldo no início do exercício	97.283	129.321
Perda atuarial gerada pelo efeito da alteração de premissas demográficas e financeiras	43.871	(48.611)
Ganho (perda) atuarial gerada pela experiência demográfica	(58.851)	12.975
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	4.781	3.598
Reconhecimento inicial da remensuração atuarial do programa de incentivo à aposentadoria	—	—
Saldo no final do exercício	87.084	97.283

17.3.7 Composição dos investimentos do plano por segmento

	Mensuração do valor justo	Distribuição dos investimentos		Limite de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
		2023	2022	
Renda fixa	Nível 2	86,01%	75,84%	até 100%
Renda variável	Nível 2	6,98%	16,02%	até 70%
Empréstimos a participantes	Nível 2	1,16%	1,16%	até 15%
Investimentos estruturados	Nível 2	2,75%	3,30%	até 20%
Investimento no exterior	Nível 2	1,33%	1,76%	até 10%
Imóveis	Nível 3	1,24%	1,92%	até 8%
Outros	-	0,54%	0,00%	-
Total		100,00%	100,00%	

17.3.8 Premissas atuariais utilizadas

	Previdência privada			Incentivo à aposentadoria		
	2024	2023	2022	2024	2023	2022
a) Premissas econômicas:						
a1) Determinação do passivo atuarial:						
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	N/A	9,44%	10,35%	N/A	9,54%	10,40%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	N/A	N/A	N/A	6,45%	6,58%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	N/A	3,85%	3,98%	N/A	3,85%	3,98%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	N/A	3,85%	3,98%	N/A	3,85%	3,98%
a2) Determinação da despesa atuarial:						
Taxa de desconto nominal	9,44%	10,35%	8,80%	9,54%	10,40%	8,56%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	N/A	N/A	6,45%	6,58%	5,83%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	3,85%	3,98%	3,25%	3,85%	3,98%	3,25%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	3,85%	3,98%	3,25%	3,85%	3,98%	3,25%
b) Premissas demográficas:						
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)	AT2000(-10)
Tábua biométrica de entrada em invalidez	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa de rotatividade esperada	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos	N/A	20,45	20,45	N/A	20,45	20,45

17.3.9 Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício seguinte

	2024
Custo dos serviços correntes	927
Custo dos juros	54.895
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(45.633)
Total da despesa projetada para o exercício	10.189

17.3.10 Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Hipóteses	PSAP		PIA	
	Taxa de desconto		Taxa de desconto	
Nível de sensibilidade	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Impacto na obrigação de benefício definido	16.107	(15.406)	(299)	313
Total da obrigação de benefício definido	610.578	579.065	9.959	10.571

17.3.11 Outras informações sobre as obrigações atuariais

A patrocinadora do PSAP/Tietê não realizou contribuições nesse plano desde o exercício de 2021. A partir de 2021, os aportes estão sendo feitos no plano CD.

A média ponderada da duração da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 10,5 anos (10,13 anos em 31 de dezembro de 2022). Para o PIA, a média da obrigação é de 12,9 anos (11,54 anos em 31 de dezembro de 2022).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

	2023
1 ano	46.625
Entre 2 e 5 anos	196.946
Após 5 anos	290.100
Total de pagamentos esperados do plano	533.671

17.3.12 Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a Companhia possui plano de contribuição definida administrado pelo Itaú previdência e MetLife. Nessa modalidade, os benefícios são obtidos pela conversão dos saldos acumulados pelo participante e pelo patrocinador em seu nome, de acordo com a sua opção de renda. Este plano não gera para a Companhia obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar os benefícios. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando incorridas.

18. PROVISÕES PARA PROCESSOS JUDICIAIS E OUTROS

18.1 Processos com probabilidade de perda classificada como provável

Provisões são constituídas para os processos em que seja provável uma saída de recursos para liquidá-los e sobre as quais seja possível realizar uma estimativa razoável do valor a ser desembolsado. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas incluem a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais.

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários. A Companhia e suas controladas constituem provisões, com base em estimativas cabíveis, para eventuais assuntos identificados em fiscalizações realizadas pelas autoridades tributárias das respectivas jurisdições em que opera e cuja probabilidade de perda seja avaliada como provável. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência em fiscalizações anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia e de suas controladas. As estimativas e premissas utilizadas no registro das provisões para processos judiciais e outros são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos cauções e depósitos vinculados estão compostos da seguinte forma:

	Consolidado			
	Passivo		Ativo	
	Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados	
	2023	2022	2023	2022
Trabalhista (a)	4.010	2.683	2.668	1.431
Meio ambiente (b)	2.472	2.566	—	—
Regulatório (c)	56.874	58.910	—	—
Fiscal (d)				
Compensações IRPJ e CSLL (d.1)	6.637	6.384	—	—
PIS/Cofins sobre receitas financeiras (d.2)	—	19.164	—	18.544
PIS/Cofins sobre receitas financeiras (d.3)	4.313	—	2.985	—
Cível (e)	—	5.741	86	4.849
Total	74.306	95.448	5.739	24.824
Circulante	9.324	23.498		
Não Circulante	64.982	71.950		
Total	74.306	95.448		

As cauções e depósitos vinculados totalizam R\$10.093 em 31 de dezembro de 2023 (R\$25.224 em 31 de dezembro de 2022), e estão demonstrados a seguir de acordo com a classificação de probabilidade de perda dos processos aos quais estão vinculados:

	Consolidado							
	2023				2022			
	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total
Trabalhista	2.668	138	148	2.954	1.431	64	227	1.722
Fiscal	2.985	—	—	2.985	18.544	—	—	18.544
Cível	86	281	—	367	82	62	—	144
Imobiliárias	—	3.787	—	3.787	4.767	47	—	4.814
	5.739	4.206	148	10.093	24.824	173	227	25.224

A movimentação das provisões para processos judiciais e outros é como segue:

	Consolidado					Total
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	2.956	2.579	55.629	23.076	5.157	89.397
Provisão	77	7	—	468	—	552
Atualização monetária	185	—	3.281	2.004	584	6.054
Reversão de provisão	(282)	(20)	—	—	—	(302)
Pagamentos	(253)	—	—	—	—	(253)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	2.683	2.566	58.910	25.548	5.741	95.448
Provisão	2.192	—	—	2.318	—	4.510
Reversão de provisão	(67)	(80)	—	(19.548)	(1.455)	(21.150)
Atualização monetária	271	(14)	(2.036)	3.415	159	1.796
Reversão de atualização monetária	—	—	—	(783)	(4.445)	(5.228)
Pagamentos	(1.069)	—	—	—	—	(1.069)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	4.010	2.472	56.874	10.950	—	74.306

- (a) **Trabalhistas:** Existem 102 processos (80 em 31 de dezembro de 2022) de ações de empregados e ex-empregados próprios e terceirizados pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade entre outros. São considerados como perda provável 14 processos (12 em 31 de dezembro de 2022). Em 31 de dezembro de 2023, o valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia de R\$4.010 (R\$ 2.683 em 31 de dezembro de 2022).

A Administração da controlada direta AES Operações, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os processos serão finalizados entre 2025 e 2026.

- (b) **Meio ambiente:** Existem 89 processos (105 em 31 de dezembro de 2022) de ações civis públicas sobre supostos danos ambientais ocasionados por ocupações irregulares em áreas de preservação permanente envolvendo a controlada direta AES Operações no polo passivo. Os consultores jurídicos e a Administração da controlada direta AES Operações avaliaram a probabilidade de perda como provável para as medidas de recuperação ambiental dentro da área de concessão para 77 demandas (91 em 31 de dezembro de 2022), já que as demais ações tiveram julgamentos favoráveis à controlada direta AES Operações e possuem recursos pendentes. O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia estimada de R\$ 2.472 (R\$2.566 em 31 de dezembro de 2022).

A Administração da controlada direta AES Operações, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão finalizados entre 2025 e 2026.

- (c) **Regulatório:** Despacho nº 288: Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia - MAE, e por isso, determinou o refazimento dos números obtidos pelo MAE na data de 13 de março de 2002, os quais reconheciam a controlada direta AES Operações como devedora no mercado de curto prazo. Aplicando-se as diretrizes de tal Despacho, a controlada direta AES Operações teria sua posição alterada no mercado, passando de devedora a credora. Todavia, a RGE Sul, principal agente do mercado alcançado pelos efeitos das alterações instituídas pelo Despacho ANEEL nº 288, ingressou com ação judicial buscando a anulação do referido despacho, bem como decisão de tutela antecipada para fazer valer as regras do mercado sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288. A tutela antecipada foi deferida à RGE Sul. Assim, a CCEE (sucessora do MAE) elaborou nova liquidação, agora sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288, mediante a qual a controlada direta AES Operações restou devedora do mercado. Em 29 de junho de 2012, a ação da RGE Sul foi julgada improcedente em 1ª instância. Em decorrência, a RGE Sul interpôs o recurso de apelação. Em 27 de março de 2014, foi proferida decisão de 2ª instância que julgou procedente a ação, determinando a anulação do Despacho ANEEL nº 288. Em face desta decisão, foram apresentados recursos pelos demais agentes do mercado e pela ANEEL. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada nova decisão de 2ª instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela controlada direta AES Operações, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recurso de embargos

infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. O montante provisionado atualizado pelo IGPM até 31 de dezembro de 2023 corresponde a R\$56.874 (R\$58.910 em 31 de dezembro de 2022).

A Administração da controlada direta AES Operações, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até o final de 2025.

(d) Fiscal:

(d.1) Compensações IRPJ e CSLL: Em 02 de dezembro de 2008, a controlada direta AES Operações foi intimada pela Receita Federal sobre a não homologação de 4 compensações administrativas realizadas entre os créditos de saldo negativo de IRPJ (2001 e 2002) e os débitos de IRPJ (2003 e 2004) e CSLL (2003). A principal razão do Fisco não homologar as mencionadas compensações é a suposta divergência entre as informações contábeis e fiscais. Os consultores jurídicos e a Administração da controlada direta AES Operações avaliaram que de um total de R\$92.248 (R\$140.332 em 31 de dezembro de 2022) envolvidos na discussão, R\$6.637 (R\$6.384 em 31 de dezembro de 2022) são considerados como de perda provável, sendo o restante considerado como perda possível. A Administração da controlada direta AES Operações, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos durante o ano de 2026.

(d.2) A controlada direta AES Operações discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 1º de julho de 2015. Enquanto não existia decisão autorizando a não aplicação das novas regras do Decreto, a controlada direta AES Operações estava obrigada a efetuar o recolhimento dos valores. Além disso, por se tratar de obrigação legal, a Companhia efetuou provisão para o referido valor. Em relação ao mérito, em dezembro de 2020, o Supremo Tribunal Federal julgou, em repercussão geral, a tese de forma desfavorável aos contribuintes. Sendo assim, em virtude do julgamento em repercussão geral, o entendimento foi aplicado a todos os demais processos que discutem a mesma matéria. Com isso, os valores depositados foram convertidos em renda em favor da União e em julho de 2023 o processo foi extinto em virtude do pagamento do débito.

(d.3) Mandado de Segurança ajuizado para assegurar que a Companhia não seja compelida ao recolhimento, no período de 2.1.2023 a 2.4.2023 (inclusive), PIS e COFINS, às alíquotas de 0,65% e 4%, respectivamente, de modo a se submeterem, neste período, às alíquotas de 0,33% e 2%, tal como previsto no Decreto nº 11.322/2022, em razão do respeito à anterioridade nonagesimal do art. 195, § 6º da CF/88. Em 10 de fevereiro de 2023, foi proferida decisão deferindo a liminar. Em 04 de setembro de 2023, foi proferida decisão de primeira instância que julgou improcedente o pedido diante do ADC84 do STF, que, em sede de medida cautelar, definiu que não se aplicaria o princípio da anterioridade nonagesimal. Interposto recurso de apelação, o qual encontra-se pendente de julgamento. Destaque-se que a empresa realizou os depósitos judiciais relativos a diferenças de alíquotas discutidas neste caso, no valor de R\$2.985.

(e) Cível:

Em 13 de dezembro de 2002, foi apresentada ação judicial em face da Companhia e da Companhia Energética de São Paulo - CESP, visando o reconhecimento do direito a indenização por danos morais e materiais em decorrência do falecimento do pai da autora por eletrocussão no reservatório de Caconde-SP, ocorrido em 13 de maio de 1984. Em julho de 2009, foi proferida decisão de 1ª instância desfavorável aos interesses das Réis. Em decorrência, foram interpostos recursos de apelação. Em julho de 2013, foi proferida decisão de 2ª instância dando parcial provimento aos recursos, apenas para reduzir os valores relativos a condenação por dano moral. Em maio de 2020, foi iniciada a fase de cumprimento de sentença. No entanto, a CESP apresentou petição nos autos informando que o recurso especial por ela interposto estava pendente de julgamento e, que, portanto, o cumprimento de sentença deveria ser suspenso. Neste sentido, em junho de 2020, foi deferida a liminar pleiteada pela Companhia para suspender o cumprimento de sentença até decisão final do recurso interposto pela CESP. Em julho de 2021, foi proferida decisão que inadmitiu o recurso da CESP. Em março de 2023, tornou-se definitiva decisão desfavorável aos interesses dos réus, tendo sido determinado o pagamento de condenação, no valor de R\$ 5.587. No entanto, nos termos do que determina o protocolo de cisão celebrado quando da privatização, a CESP é exclusivamente responsável por atos e fatos ocorridos até 31 de março de 1999. Neste sentido, a CESP efetuou o pagamento integral da condenação, de modo que o caso está definitivamente encerrado.

18.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A controlada direta AES Operações está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos da controlada direta AES Operações e suas controladas. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Consolidado	
	2023	2022
Meio ambiente (a)	Não determinado	Não determinado
Cível (b)	106.391	100.032
Regulatório (c)	46.677	51.619
Fiscal (d)	1.506.809	1.567.835
Total	1.659.877	1.719.486

A seguir a controlada direta AES Operações apresenta as principais contingências passivas de sua controlada direta AES Operações, considerando o montante mínimo de divulgação de R\$5.000 e relevância do tema.

- (a) Meio ambiente - Recomposição de danos ambientais: Referem-se a 3 ações civis públicas relacionadas à suspensão do processo de licenciamento ambiental da controlada direta AES Operações, bem como sua condenação à recomposição dos supostos danos ambientais decorrentes da inundação dos reservatórios de (a.1) Bariri, (a.2) Barra Bonita e (a.3) Nova Avanhandava, e possuem valor de causa simbólico, motivo pelo qual não é possível, no momento, estimar o valor de um possível desembolso futuro.
- (a.1) Em janeiro de 2007, foi deferida liminar para determinar que a controlada direta AES Operações se abstenha de conceder, a título oneroso ou gratuito, o uso das faixas de terras inseridas em área de preservação permanente. Em agosto de 2007, as partes acordaram pela suspensão do processo, para que a controlada direta AES Operações apresente PACUERA (Plano Ambiental de Conservação de Uso do Entorno do Reservatório Artificial). Em agosto de 2008, a controlada direta AES Operações informou quanto a necessidade de a CETESB apresentar diretrizes (Termo de Referência) para o respectivo PACUERA, tendo sido proferida decisão para suspender o processo até que a CETESB apresente as referidas diretrizes.
- (a.2) Com relação à ação do Reservatório de Barra Bonita, houve decisão em 1ª instância em 13 de junho de 2016, na qual a controlada direta AES Operações foi condenada a recompor os danos ambientais (recuperação de mata ciliar) com base na metragem da legislação ambiental à época do empreendimento (Antigo Código Florestal). Os demais pedidos foram julgados improcedentes (estudo de impacto ambiental, unidade de conservação e indenização). Em 14 de julho de 2016, a controlada direta AES Operações apresentou recurso contra a aplicação do Antigo Código Florestal, visto que os assessores legais da controlada direta AES Operações avaliam como altas as chances de os Tribunais reformarem a decisão para aplicarem a metragem do Novo Código Florestal, de acordo com o plano de reflorestamento apresentado na CETESB pela controlada direta AES Operações. O processo foi então remetido ao Tribunal de Justiça. Em janeiro de 2018, na 1ª Câmara reservada ao Meio Ambiente, foi proferido despacho determinando o retorno dos autos à origem, diante da ausência de intimação do Ministério Público acerca da sentença e atos processuais posteriores. Em março de 2018, os autos foram recebidos na vara de origem e remetidos ao Ministério Público, o qual apresentou a sua manifestação. Em decorrência, a controlada direta AES Operações apresentou a sua manifestação à cota da Procuradoria e o processo será remetido para julgamento; e
- (a.3) Com relação à ação do Reservatório de Nova Avanhandava, após decisão que julgou improcedente a ação em 1ª instância, em outubro de 2009, o Tribunal decidiu por anular a decisão de 1ª instância, determinando a realização de perícia, a fim de verificar se houve dano/impacto ambiental que não estivesse compensado pelo licenciamento ambiental. Após as apresentações

dos recursos cabíveis, em julho de 2017, a referida decisão transitou em julgado, razão pela qual o processo retornou para a 1ª instância para a realização de perícia.

Além disso, a controlada direta AES Operações possui 1 ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público contra o Estado de São Paulo, CETESB e a controlada direta AES Operações, com o objetivo de impedir a proliferação de Algas Cianofíceas no Rio Tietê. Da controlada direta AES Operações, o Ministério Público requer: (a) plano de contingência para o controle e redução das algas nos reservatórios de Promissão, Ibitinga e Barra Bonita sempre que atingirem níveis que coloquem em risco a saúde humana; (b) monitoramento do Rio Tietê com coletas mensais, informando os resultados à CETESB; (c) reflorestamento de toda a margem dos reservatórios que opera, localizados no Rio Tietê; e (d) pagamento de indenização pelos danos eventualmente considerados irreversíveis causados ao meio ambiente, a serem apurados em liquidação de sentença. Em 03 de setembro de 2018, foi concedida liminar aos pedidos do Ministério Público, a qual determina à controlada direta AES Operações: (i) Estabelecer, em conjunto com o Estado e a CETESB, plano de contingência para o controle e redução das cianobactérias nos reservatórios de Promissão, Ibitinga e Barra Bonita; (ii) Iniciar monitoramento do Rio Tietê, com coletas mensais, devendo informar os resultados à CETESB com a mesma periodicidade e ainda disponibilizar os dados obtidos nesse monitoramento em seu site na internet; e (iii) Apresentar, no prazo máximo de 6 meses, projeto de reflorestamento de toda a mata ciliar dos reservatórios que opera ao longo do Rio Tietê. A controlada direta AES Operações recorreu da decisão liminar, buscando suspender seus efeitos, e em 24 de outubro de 2018, foi publicada decisão favorável à controlada direta AES Operações no tribunal, suspendendo os efeitos da Liminar. Em março de 2019, foi proferida decisão que deu provimento ao recurso apresentado pela controlada direta AES Operações e, consequentemente, revogou a liminar que determinava uma série de obrigações para a mesma. Atualmente, aguarda-se julgamento em primeira instância. Tal ação possui valor de causa simbólico, motivo pelo qual não é possível, no momento, estimar o valor de um possível desembolso futuro.

(b) Cível:

(b.1) Em 13 de março de 2013, foi movida ação judicial contra a controlada direta AES Operações, visando a cobrança de valores supostamente devidos em razão da rescisão de contratos de reflorestamento celebrados entre a Dicrel - Dois Irmãos Comercio e Reflorestamento Ltda e a controlada direta AES Operações, na medida que a Autora entende não ter incorrido nas hipóteses de rescisão unilateral dos contratos e, portanto, ser credora de valores residuais.

Em abril de 2013, a controlada direta AES Operações apresentou contestação. Em virtude de tratar-se de matéria de prova, o juiz de 1ª instância determinou a realização de perícias (ambiental e contábil), com o fim de identificar a veracidade dos fatos alegados na inicial. Atualmente, o processo encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão de perícia ambiental. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a controlada direta AES Operações terá que desembolsar o valor estimado de aproximadamente R\$14.146, atualizado até 31 de dezembro de 2023 (R\$11.483 em 31 de dezembro de 2022).

(b.2) Em 19 de novembro de 2018, foi movida ação judicial em face das 15 SPE's relativas ao Complexo Eólico Alto Sertão II, para fins de execução de parcela líquida da sentença arbitral proferida nos autos da "arbitragem A" (vide nota explicativa nº 19.1 (e)). Em suma, o Consórcio MGT objetivava o pagamento do débito exequendo, referente à sentença arbitral proferida, acrescido de multa de 10% e de honorários advocatícios de 10%, em virtude do não pagamento do débito no prazo de 15 dias úteis da efetiva citação. Como as citações não foram efetivamente recebidas pelas 15 SPE's, após o pagamento integral do débito executado, em 30 de abril de 2019, foi apresentada impugnação ao cumprimento de sentença arbitral, com o objetivo de afastar a cobrança dos valores relativos a multa e honorários. Em 24 de junho de 2019, foi proferida sentença de 1º instância que afastou a cobrança dos valores referentes a multa e honorários. Em decorrência, em 25 de setembro de 2019, o Consórcio MGT interpôs recurso de apelação. Em 16 de novembro de 2020, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento a apelação do MGT. Em decorrência, o MGT opôs embargos de declaração. Em 10 de junho de 2021 foi proferida a decisão que rejeitou os embargos de declaração opostos pelo MGT. Em face dessa decisão foi interposto recurso especial, o qual teve provimento negado. Em virtude de acordo

celebrado entre as partes, a Companhia foi definitivamente exonerada do pagamento dos valores relativos a multa e honorários. Com isso, em janeiro de 2023, a discussão de mérito foi definitivamente encerrada e expedido mandado de levantamento de valores depositados a maior nos autos do processo.

- (b.3) Processo ANEEL: Refere-se ação judicial proposta pelas SPE's do Complexo Eólico Ventus, visando a anulação dos efeitos do Despacho da ANEEL nº 1.388/2014, especificamente em relação ao trecho que estipula, em caráter retroativo, o início da operação comercial e do período de suprimento das Sociedades. Esta alteração retroativa acarretou na recontabilização da energia faturada pelas empresas, entre fevereiro e maio de 2014, no âmbito do respectivo CER, resultando em um saldo no valor de R\$ 79.615, atualizado até 31 de dezembro de 2023 (R\$76.030 em 31 de dezembro de 2022), em favor da CCEE, que equivale à diferença entre o valor da energia previsto no CERs e o valor da energia no PLD à época. Inicialmente foi deferida liminar para suspender os efeitos do despacho em questão. Posteriormente, foi proferida sentença de primeira instância desfavorável aos interesses das SPE's do Complexo Eólico Ventus. Em decorrência, foi interposto o recurso de apelação e requerido o efeito suspensivo ao referido recurso. Foi concedido efeito suspensivo ativo para suspender a parte do referido despacho quanto ao efeito retroativo do início da operação comercial e do período de suprimento das Sociedades. Atualmente, aguarda-se julgamento da apelação. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a responsabilidade pelo pagamento da condenação será da J. Malucelli Energia S.A, conforme estabelecido no contrato de compra e venda.
- (c) Regulatório:
- (c.1) Perda no repasse de energia de Itaipu: Trata-se de discussão sobre a obrigatoriedade da controlada direta AES Operações de adquirir a energia de Itaipu na qualidade de quotista cogente. Em 17 de agosto de 2007, foi proferida sentença de procedência dos pedidos formulados pela controlada direta AES Operações. Em 17 de outubro de 2007, foi interposta apelação pela Eletrobras e, em 26 de novembro de 2007, foi interposta apelação pela ANEEL. Atualmente a controlada direta AES Operações aguarda julgamento dos recursos de apelação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Em 31 de dezembro de 2023, o montante em discussão totaliza a importância de R\$46.677 (R\$55.629 em 31 de dezembro de 2022).
- (d) Fiscal:
- (d.1) Compensações de IRPJ e CSLL: Referem-se às intimações da Receita Federal sobre a não homologação de 4 compensações administrativas de IRPJ e CSLL, conforme mencionado no item (d.1) da nota explicativa nº 18.1 sendo estimado como perda possível R\$ 87.605 de um total de R\$ 92.248 (R\$133.948 de um total de R\$140.332 em 31 de dezembro de 2022), conforme abaixo:
- i. Compensação administrativa relativa a débitos de CSLL do ano calendário 2003, no montante total de R\$24.729 atualizado até 30 de setembro de 2023 (R\$46.268 em 31 de dezembro de 2022). Em 19 de abril de 2017, a Companhia foi intimada de decisão de 2ª instância administrativa desfavorável aos seus interesses. Em 27 de abril de 2017, a Companhia interpôs recurso especial, ao qual foi dado parcial provimento para determinar o retorno dos autos à origem para que seja proferido despacho complementar acerca do saldo negativo de CSLL apurado em 2002. Tal despacho, de maio de 2023, reconheceu a parcela de crédito de saldo negativo e resultou em cancelamento parcial do débito. Assim, do montante total cobrado pelo Fisco (R\$47.201), a importância de R\$22.861 foi definitivamente cancelada. Em face da parcela desfavorável, em abril de 2023, a Companhia apresentou nova manifestação de inconformidade, a qual encontra-se pendente de julgamento. A Administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima o processo será concluído durante o ano de 2025.
 - ii. Compensação administrativa relativa a débitos de IRPJ do ano calendário 2003, no montante total de R\$25.266 atualizado até 30 de setembro de 2023 (R\$ 53.376 em 31 de dezembro de 2022). Em dezembro de 2021, foi proferida decisão parcialmente favorável em segunda instância administrativa. Em face desta decisão, ambas as partes interpuseram recurso especial. Em junho de 2023, tornou-se definitiva a parcela da

decisão que reduziu parcialmente o débito em questão. Assim, do montante total cobrado pelo Fisco (R\$54.450), a importância de R\$ 26.244 foi definitivamente cancelada. Encontra-se pendente de julgamento o recurso especial interposto pela Companhia. A Administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima o processo será concluído durante o ano de 2024.

- iii. Compensação administrativa relativa a débitos de IRPJ do ano calendário 2004, no montante total de R\$29.865 atualizado até 30 de setembro de 2023 (R\$ 28.787 em 31 de dezembro de 2022). Aguarda-se julgamento em segunda instância administrativa. A Administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima o processo será concluído durante o ano de 2025.
 - iv. Compensação administrativa relativa a débitos de CSLL e IRPJ do ano calendário 2005, no montante total de R\$12.388 atualizado até 30 de setembro de 2023 (R\$ 11.900 em 31 de dezembro de 2022). Aguarda-se julgamento em segunda instância administrativa. A Administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima o processo será concluído durante o ano de 2025.
- (d.2) Auto de infração – ágio (2006 a 2008): Refere-se ao Auto de Infração lavrado emitido pela Receita Federal do Brasil – RFB, visando a cobrança de valores relativos a IRPJ e CSLL, no montante de R\$ 183.222 atualizado até 31 de dezembro de 2023 (R\$ 173.104 em 31 de dezembro de 2022). A autuação se deve ao fato de, no exclusivo entendimento da RFB, ter havido uma dedutibilidade indevida nas bases de cálculo de IRPJ e CSLL em função do ágio registrado na incorporação da AES Gás Empreendimentos Ltda e Tietê Participações Ltda. Vale esclarecer que o ágio objeto do questionamento decorreu da expectativa de rentabilidade futura na aquisição da AES Operações de Geração Tietê S.A. quando do leilão de privatização do setor elétrico ocorrido em 1998. Em maio de 2013, houve decisão de 1ª instância favorável à controlada direta AES Operações. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável aos interesses da controlada direta AES Operações. Segundo o entendimento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), o aproveitamento do ágio foi considerado ilegítimo e reduzida apenas a multa aplicada no Auto de Infração de 150% para 75%. Em agosto de 2016, a controlada direta AES Operações recebeu intimação relativa à decisão desfavorável proferida pelo CARF. Em virtude de omissões quanto a fundamentação legal da decisão, a controlada direta AES Operações opôs embargos de declaração. Em novembro de 2016, a controlada direta AES Operações recebeu decisão desfavorável, a qual rejeitou os embargos de declaração apresentados. Em face desta decisão, foi interposto Recurso Especial. Em outubro de 2017, foi proferida decisão desfavorável aos interesses da controlada direta AES Operações pela Câmara Superior do CARF. Desta forma, encerraram-se as possibilidades de recursos na esfera administrativa. Em janeiro de 2018, a controlada direta AES Operações ingressou com medida judicial para discutir o débito em questão. Ainda, com o intuito de suspender a exigibilidade do débito, foi apresentado seguro garantia e obtida decisão liminar para garantir a suspensão do débito. Atualmente, aguarda-se o julgamento de mérito em 1ª instância. Em maio de 2018, a controlada direta AES Operações opôs embargos à execução fiscal. Em outubro de 2018, foi proferida decisão de 1ª instância que julgou os embargos à execução extintos sem a análise do mérito. Em decorrência, foi interposto o recurso de apelação. Em 03 de novembro de 2020, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento ao recurso de apelação interposto pela controlada direta AES Operações em face da decisão que julgou extintos os embargos à execução fiscal sem a análise do mérito. Em decorrência a controlada direta AES Operações opôs embargos de declaração. Em fevereiro de 2021, foi proferida decisão que rejeitou os embargos de declaração opostos pela controlada direta AES Operações. Em decorrência, foram interpostos os recursos especial e extraordinário, os quais encontram-se pendentes de julgamento. Em relação ao mérito e andamento da ação anulatória, aguarda-se o julgamento em 1ª instância. Em que pese o encerramento da esfera administrativa de forma desfavorável, o prognóstico de perda permanece inalterado.
- (d.3) Auto de infração – Refere-se ao Auto de Infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal por dedução supostamente indevida, no ano de 2008, dos investimentos realizados em projetos de P&D da base de cálculo de IRPJ/CSLL, bem como a variação monetária passiva decorrente dos investimentos. Em novembro de 2012 foi apresentada defesa pela controlada direta AES Operações, tendo sido proferido julgamento desfavorável aos interesses da controlada direta AES

Operações. Em novembro de 2013, foi apresentado recurso voluntário. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável à controlada direta AES Operações. Em decorrência, foram opostos embargos de declaração. Em outubro de 2016, foi proferida decisão desfavorável que rejeitou os embargos de declaração. Em decorrência, foi interposto recurso especial. Em fevereiro de 2022, foi proferida decisão da Câmara Superior do CARF que deu provimento ao Recurso Especial interposto pela controlada direta AES Operações e, conseqüentemente, cancelou integralmente a autuação. Em decorrência, a Procuradoria opôs embargos de declaração. Em maio de 2023, foi proferida decisão administrativa final favorável aos interesses da Companhia. Sendo assim, o débito foi definitivamente cancelado.

- (d.4) Auto de Infração IRPJ – Refere-se a Auto de Infração lavrado pela Receita Federal para cobrança de IRPJ referente as estimativas mensais de dezembro de 2004 e dezembro de 2007, acrescidos de multa isolada e de ofício. Em novembro de 2009, foi proferida decisão de 1ª instância parcialmente favorável a controlada direta AES Operações, a qual cancelou a cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2007 e parcialmente a cobrança relativa ao ano de 2004, além de cancelar parcela da multa aplicada. Em decorrência, além do recurso de ofício (por parte da Fazenda), a controlada direta AES Operações interpôs recurso voluntário. Em abril de 2014, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento ao recurso de ofício e deu parcial provimento ao recurso voluntário da controlada direta AES Operações. Em face desta decisão, a controlada direta AES Operações interpôs recurso especial para discutir a parcela da decisão que manteve a cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2004. Como a Fazenda apresentou recurso especial apenas em face da parcela da decisão que cancelou as multas, tornou-se definitivo o cancelamento da cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2007 e parcela do imposto referente ao ano de 2004. Em Abril/2022, foi proferida decisão ainda não publicada, que cancelou o valor de R\$ 1.580 do montante total discutido no Auto de Infração. Atualmente, a controlada direta AES Operações aguarda o julgamento pelo CARF do recurso especial apresentado pela Fazenda. No tocante ao recurso especial da controlada direta AES Operações, em março de 2018, foi proferida decisão que negou provimento ao recurso. Assim, em virtude do encerramento da discussão na esfera administrativa e com o intuito de continuar discutindo judicialmente a matéria, a controlada direta AES Operações apresentou seguro garantia e, atualmente, aguarda-se o julgamento dos embargos à execução fiscal, em 1ª instância. O valor atualizado do caso para 31 de dezembro de 2023 é de R\$19.203 (R\$18.279 em 31 de dezembro de 2022).
- (d.5) Auto de infração – ágio (2013/2016): Refere-se ao Auto de Infração lavrado emitido pela Receita Federal do Brasil – RFB, visando a cobrança de valores relativos a IRPJ e CSLL, no montante de R\$ 402.481 atualizado até 31 de dezembro de 2023. A autuação se deve ao fato de, no exclusivo entendimento da RFB, ter havido uma dedutibilidade indevida nas bases de cálculo de IRPJ e CSLL em função do ágio registrado pela controlada direta AES Operações (ocorrida entre 2013 a 2016), em virtude das incorporações realizadas entre 2000 a 2016. Após a análise do auto de infração, foi verificado que a parcela da autuação se refere a amortizações de ágio realizadas pela antiga Companhia Brasileira de Energia. Desta forma, do montante total cobrado no auto de infração R\$ 402.481, R\$ 115.271 seriam de responsabilidade da entidade sob controle comum Brasileira Participações, na medida em que estão relacionados a amortizações de ágio realizadas pela antiga Companhia Brasileira de Energia, e R\$ 287.210 atribuíveis à controlada direta AES Operações. Em relação à parcela de responsabilidade da Brasileira Participações, a controlada direta AES Operações notificou o BNDES e Brasileira Participações para resguardar o direito quanto a eventual indenização, na forma do contrato de indenização firmado com aquela companhia por ocasião do Projeto Baltimore. Em 03 de dezembro de 2019, a controlada direta AES Operações, apresentou impugnação administrativa. Em 06 de outubro de 2020, foi proferida decisão de primeira instância administrativa parcialmente favorável aos interesses da controlada direta AES Operações. A decisão em questão exonerou o montante de R\$ 60.310 (atualizados até 31 de outubro de 2020). A controlada direta AES Operações interpôs recurso voluntário em face da parcela que lhe foi desfavorável, o qual encontra-se pendente de julgamento. Caso sobrevenha decisão desfavorável à controlada direta AES Operações, a Brasileira Participações terá que arcar com o pagamento da parcela da autuação relativa ao período de sua responsabilidade. Segundo os assessores legais da controlada direta AES Operações, o prognóstico de perda permanece classificado como possível.

- (d.6) Auto de infração – ágio (2013/2015): Refere-se ao Auto de Infração lavrado emitido pela Receita Federal do Brasil – RFB, visando a cobrança de valores relativos a IRPJ e CSLL, no montante de R\$ 128.705 atualizado até 31 de dezembro de 2023 (R\$118.522 em 31 de dezembro de 2022). A autuação se deve ao fato de, no exclusivo entendimento da RFB, ter havido uma dedutibilidade indevida nas bases de cálculo de IRPJ e CSLL em função do ágio registrado pela controlada direta AES Operações, ocorrida entre 2013 e 2015, em virtude das incorporações realizadas entre 2000 a 2015. Em 03 de dezembro de 2019, a controlada direta AES Operações, apresentou impugnação administrativa. Em 06 de outubro de 2020, foi proferida decisão de primeira instância administrativa desfavorável aos interesses da controlada direta AES Operações. Em face desta decisão, a controlada direta AES Operações interpôs recurso voluntário, o qual encontra-se pendente de julgamento.
- (d.7) Execução Fiscal – PIS/COFINS (Saldo Remanescente 2007/2010): Execução Fiscal ajuizada para a cobrança de supostos saldos remanescentes de PIS e COFINS relativos ao ano calendário de 2007 a 2010. Os referidos saldos são oriundos de processo administrativo em que a controlada direta AES Operações discutia questões relativas ao regime de tributação de PIS e COFINS, cujo prognóstico era remoto. Neste caso, o processo encerrou-se, no mérito, de forma favorável à controlada direta AES Operações e o sistema da Receita Federal apontou a existência dos referidos saldos remanescentes, em virtude da glosa de créditos supostamente aproveitados de forma indevida. Em fevereiro de 2020, a controlada direta AES Operações opôs embargos à execução fiscal, os quais encontram-se pendentes de julgamento. O valor atualizado do caso para 31 de dezembro de 2023 é de R\$10.205 (R\$9.607 em 31 de dezembro de 2022).
- (d.8) Execução Fiscal Iturama: Refere-se à execução fiscal ajuizada pela Prefeitura de Iturama, a qual objetiva a cobrança de pretensos débitos de Imposto sobre Serviços (“ISS”) sobre serviços realizados na Usina Água Vermelha, localizada no Município de Ouroeste/SP e cobrança de multa diária por não obtenção de alvará de localização e funcionamento no Município de Iturama. Em agosto de 2017, a controlada direta AES Operações opôs embargos à execução fiscal. Em setembro de 2019, foi proferida decisão de 1ª instância desfavorável aos interesses da controlada direta AES Operações. Em decorrência, a controlada direta AES Operações interpôs o recurso de apelação. Em abril de 2022, foi proferida decisão de 2ª instância que deu provimento ao recurso de apelação interposto pela controlada direta AES Operações e, conseqüentemente, anulou a sentença por falta de fundamentação. Tendo em vista que o Município não interpôs recurso, a decisão tornou-se definitiva. Com isso, o processo foi remetido para a primeira instância para que seja proferida nova sentença. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2023 é de R\$6.492 (R\$ 5.843 em 31 de dezembro de 2022).
- (d.9) Auto de infração – aproveitamento de prejuízo fiscal

Em 02 de junho de 2010, a Brasileira Participações recebeu o Auto de Infração, lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB), exigindo o recolhimento de R\$ 670.335 atualizado até 31 de dezembro de 2023 (R\$ 635.660 em 31 de dezembro de 2022) relativos a IRPJ e CSLL decorrentes da glosa de prejuízos fiscais e base negativa de CSLL compensados com débitos tributários sem a aplicação do limite legal de 30% estabelecido na Lei 9.065/95, motivada pela incorporação da empresa AES Transgás Empreendimentos S.A. Em virtude do encerramento na esfera administrativa de modo desfavorável, a Brasileira Participações impetrou Mandado de Segurança com o intuito de continuar discutindo judicialmente a questão. Em 10 de novembro de 2016, foi proferida decisão de 1ª instância desfavorável à Brasileira Participações. Em decorrência, foi interposto o recurso de apelação, o qual encontra-se pendente de julgamento. Em 20 de maio de 2018, a Brasileira Participações foi citada nos autos da execução fiscal que visa a cobrança os débitos em questão. Em decorrência, foi solicitada a transferência da garantia para a execução e opostos embargos à execução fiscal. Em abril de 2021, foi proferida decisão de primeira instância que rejeitou os embargos à execução, sem a análise do mérito. Em face dessa decisão a Brasileira Participações interpôs o recurso de apelação, o qual encontra-se pendente de julgamento. Caso sobrevenha decisão desfavorável à Companhia, a Brasileira Participações terá que arcar integralmente com o pagamento dos processos. Vide nota 30.2.

- (d.10) Compensações administrativas – saldos negativos de IRPJ e CSLL

Em 11 de janeiro de 2011, a Companhia apresentou recurso administrativo em face do Despacho Decisório emitido pela Receita Federal que não reconheceu os créditos de saldo negativo de IRPJ e CSLL apurados no ano-calendário de 2006, em razão da incorporação da AES Tietê Empreendimentos, e compensados com débitos de IRPJ e CSLL. O não reconhecimento dos créditos compensados decorre do entendimento da Receita Federal de que, para os casos de

aproveitamento de prejuízo fiscal, deve-se respeitar o limite legal de 30% por ano-calendário. O principal argumento sustentado pela Brasileira Participações é a ausência de vedação legal para o caso específico de incorporação, onde a sociedade incorporada se extingue no mesmo ano-calendário. Com o encerramento da esfera administrativa de forma desfavorável a Companhia, em janeiro de 2019, foi distribuída ação judicial para apresentar seguro garantia, para fins de suspensão da exigibilidade do débito. Em virtude do ajuizamento de execução para cobrança dos valores, a Brasileira opôs embargos à execução. Em 10 de julho de 2020, foi proferida decisão de 1ª instância que julgou improcedentes os embargos à execução opostos pela Brasileira Participações. Em face da referida decisão, a Brasileira interpôs recurso de apelação, o qual encontra-se pendente de julgamento. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2023 é R\$ 87.692. Caso sobrevenha decisão desfavorável à Companhia, a Brasileira Participações terá que arcar integralmente com o pagamento dos processos. Vide nota 30.2.

(d.11) Compensações administrativas – créditos de IRRF

Em junho de 2010, a Receita Federal não reconheceu os créditos de IRRF, existentes em função da distribuição de JCP realizada por sua antiga controlada indireta Eletropaulo. A discussão administrativa encerrou-se de modo o favorável a Brasileira Participações. No entanto, foi emitida carta cobrança informando a existência de suposto saldo em aberto no valor de R\$ 4.968, atualizados até 31 de dezembro de 2023. Em decorrência, a Brasileira Participações impetrou Mandado de Segurança para discutir a legalidade da cobrança em questão. Em virtude do ajuizamento de execução para cobrança dos valores, a Brasileira opôs embargos à execução, os quais encontram-se pendentes de julgamento. O processo aguarda julgamento em 1ª instância. Caso sobrevenha decisão desfavorável à Companhia, a Brasileira Participações terá que arcar integralmente com o pagamento dos processos. Vide nota 30.2.

18.3 Cartas de fiança, seguro garantia e caução

A Companhia e suas controladas possuem cartas de fiança e seguros garantia para processos judiciais, conforme abaixo:

Consolidado						
2023			2022			
	Quantidade	Valor	Taxa a.a.	Quantidade	Valor	Taxa a.a.
Fiscal	15	216.163	0,15% a 1,30%	10	372.799	0,17% a 2,80%
Cível	8	84.271	0,15% a 1,00%	5	68.398	0,20% a 1,00%
	23	300.434		15	441.197	

19. ENCARGOS SETORIAIS

Os saldos referem-se a encargos setoriais relacionados ao setor de energia, que são definidos e cobrados pela agência reguladora (ANEEL).

	Consolidado	
	2023	2022
CIRCULANTE		
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	13.632	8.671
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	5.296	3.126
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico	814	730
Ministério de minas e energia	407	365
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	244	229
Taxa de fiscalização ANEEL	1.258	1.134
Total	21.651	14.255

20. OBRIGAÇÕES DE AQUISIÇÕES

a) A composição das obrigações de aquisições é a seguinte:

CIRCULANTE	Consolidado	
	2023	2022
Complexo Eólico Cajuína Santa Tereza	40.143	35.528
Complexo Eólico Tucano	—	5.798
Complexo Eólico Cajuína São Ricardo	91.847	24.473
Complexo Eólico Cajuína Serra Verde	—	72.155
Subtotal	131.990	137.954

NÃO CIRCULANTE	Consolidado	
	2023	2022
Complexo Eólico Cajuína Santa Tereza	—	35.528
Complexo Eólico Cajuína São Ricardo	—	72.609
Subtotal	—	108.137
Total	131.990	246.091

(b) Movimentação das obrigações de aquisições

A movimentação das obrigações de aquisição no exercício findo em 31 de dezembro de 2023 é como segue:

	Controladora
	AES Arinos
Saldos em 31 de dezembro de 2021	4.395
Atualização monetária	91
Pagamentos	(4.486)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	—

	Consolidado					
	AES Arinos	Complexo Eólico Cajuína	Complexo Eólico Tucano	Complexo Eólico São Ricardo	Complexo Eólico Serra Verde	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	4.395	94.768	11.436	103.450	64.155	278.204
Atualização monetária	91	9.168	2.929	12.434	8.000	32.622
Pagamentos	(4.486)	(32.880)	(8.567)	(18.802)	—	(64.735)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	—	71.056	5.798	97.082	72.155	246.091
Adições (i)	—	—	—	—	9.305	9.305
Atualização monetária (nota 29)	—	6.371	316	11.749	9.077	27.513
Pagamentos	—	(37.284)	(6.114)	(16.984)	(90.537)	(150.919)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	—	40.143	—	91.847	—	131.990

(i) As adições referem-se às obrigações contratuais (“*earn-out*”) decorrentes do cumprimento de determinadas cláusulas (Ajuste de Preço de Potência Instalada), oriunda da aquisição do Complexo Serra Verde.

21. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	Notas	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
CIRCULANTE					
Participação nos lucros e resultados		—	—	20.056	18.859
Férias		—	—	16.739	12.577
Encargos sociais sobre férias e gratificações		—	—	6.108	4.586
Bônus		1.937	3.092	2.099	3.254
Meio ambiente		—	—	1.282	1.994
Imposto de renda sobre folha de pagamento		174	151	3.170	2.712
Adiantamento de clientes		—	—	3.955	2.824
Centralização de estoque	30	—	—	18	—
Demais obrigações		109	100	18.140	11.176
Subtotal		2.220	3.343	71.567	57.982
NÃO CIRCULANTE					
Provisões para desmobilização (iii)		—	—	74.698	185.634
Meio ambiente		—	—	23.268	10.958
Obrigações especiais		—	—	693	1.024
Opção de recompra de participação acionária (i)		—	—	15.320	13.489
Retenções contratuais (ii)		—	—	2.857	7.655
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)		—	—	2.917	8.692
Demais obrigações		138	280	13.004	16.993
Subtotal		138	280	132.757	244.445
Total		2.358	3.623	204.324	302.427

(i) O montante de R\$15.320 refere-se ao valor presente da opção de venda de participação acionária, prevista em cláusula contratual firmado entre a controlada indireta Tucano Holding I e a BRF S.A. ("BRF"), em 14 de março de 2022 que, em algumas situações, a Companhia não tem como evitar o exercício da opção caso a BRF opte por exercer. O PPA tem vigência de 15 anos, iniciando em 2024 e finalizando em 2038.

O valor presente da obrigação contratual foi registrado como outras obrigações. A diferença entre o valor futuro do desembolso e a obrigação foi registrada como ajuste de avaliação patrimonial em outros resultados abrangentes.

(ii) refere-se à retenção de 10% sobre as parcelas faturadas de determinados contratos de fornecedores. Essa retenção representa uma garantia da empresa e será paga no término da obra.

(iii) Em dezembro de 2023, a Companhia, com base em laudos de especialistas, atualizou a estimativa das provisões para desmobilização de suas controladas. Dessa forma, houve uma remensuração no

montante de R\$118.057, uma atualização monetária de R\$1.016 e adições no montante de R\$6.105, devido à entrada em operação de empresas dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.

A movimentação da provisão para desmobilização é como segue:

	Movimentação Consolidada
Saldos em 31 de dezembro de 2021	108.302
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Vento de Araripe, Caetés e Cassino	77.690
Remensuração	(3.695)
Atualização	3.337
Saldos em 31 de dezembro de 2022	185.634
Adições	6.105
Atualização	1.016
Remensuração	(118.057)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	74.698

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social autorizado é de R\$ 4.600.000 totalmente composto por ações ordinárias nominativas, escriturais e sem valor nominal (R\$ 4.600.000 em 31 de dezembro de 2022).

O capital subscrito da Companhia em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 2.196.958 (R\$ 2.196.958 em 31 de dezembro de 2022), representado em 601.927.311 ações ordinárias, nominativas e escriturais.

A seguir está apresentada a composição acionária em unidades de ações da Companhia:

	2023		2022	
	Ordinárias		Ordinárias	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
AES Holdings Brasil S.A.	174.810.572	29,04	176.705.117	29,36
AES Holdings Brasil II S.A.	110.012.802	18,28	110.012.802	18,28
BNDESPar	42.030.280	6,98	40.482.314	6,73
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	—	—	40.722.917	6,77
Luiz Barsi Filho	30.190.000	5,02	—	—
Ações em Tesouraria	2.105	—	—	—
Outros	244.881.552	40,68	234.004.161	38,87
Total das ações	601.927.311	100,00	601.927.311	100,00

Na tabela acima apresentamos as participações acionárias relevantes diretas ou indiretas acima de 5% do capital social da Companhia, conforme o artigo 12 da Resolução CVM nº 44/2021.

Conforme publicado nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022, a Companhia realizou um aumento de capital em função da capitalização da reserva especial do ágio, conforme descrito na nota explicativa 24.2. Este processo resultou na emissão de 3.221.370 novas ações ordinárias que, em 31 de dezembro de 2022, eram temporariamente detidas pela AES Holdings Brasil S.A. antes de serem parcialmente transferidas, em janeiro de 2023, aos minoritários que subscreveram a estas ações. Em 31 de janeiro de 2023, após a conclusão da operação, outras 1.547.966 ações foram transferidas ao BNDESPar, na proporção e nos termos do Contrato de Cessão de Diretos celebrado entre a AES Holdings Brasil e a BNDESPar.

A seguir estão as movimentações acionárias relevantes divulgadas em comunicado a mercado:

De acordo com o comunicado ao mercado em 05 de junho de 2023, o Sr. Luiz Barsi Filho passou a deter 30.100.000 ações, equivalente a 5,00% do total das ações da Companhia. Ainda em junho de 2023, houve a aquisição de mais 30.000 ações, passando a corresponder a 5,01% de participação. Em adição,

no dia 11 de julho de 2023, o Sr. Luiz Barsi Filho adquiriu mais 60.000 ações, perfazendo o total de 5,02% do total das suas ações da Companhia.

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (“Eletrobras”), de acordo com o comunicado ao mercado em 25 de agosto de 2023, realizou negociações de ações de emissão da Companhia, passando a deter 27.827.009 ações ordinárias, o equivalente a 4,62% do total de ações emitidas da Companhia.

22.1 Reservas, ajuste de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes

Notas	Controladora	
	2023	2022
Reservas de capital:		
Incorporação de ações da AES Tietê Energia	377.602	377.602
Aumento de capital - oferta privada de ações (a)	967.678	967.678
Capitalização parcial da Reserva Especial de ágio de Controlada (b)	(30.957)	(30.957)
Ações e opções de ações outorgadas (c)	1.231	1.388
Custo na emissão de ações	(18.230)	(18.230)
Transação de capital sobre compra de ações da AES Brasil Operações S.A.	(38.375)	(38.375)
Subtotal	1.258.949	1.259.106
Outros resultados abrangentes:		
Incorporação de ações da AES Tietê Energia	(119.824)	(119.824)
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	(147.636)	(96.456)
Remensurações das obrigações com benefícios pós-emprego	30.519	23.788
Efeito reflexo de hedge de fluxo de caixa de controlada	(3.596)	(39.603)
Hedge de fluxo de caixa	(4.098)	(1.886)
Opção de recompra de participação acionária	76.653	78.343
Subtotal	(167.982)	(155.638)
Reservas de lucro:		
Reserva de investimentos (d)	985.059	985.059
Reserva legal	40.283	31.022
Reserva estatutária (e)	131.966	—
Reserva de lucros a realizar (f)	73.749	74.671
Subtotal	1.231.057	1.090.752
Total	2.322.024	2.194.220

- (a) Em 03 de outubro de 2022, o Conselho de Administração da Companhia homologou o Aumento de Capital com a emissão de 106.599.446 novas ações ordinárias subscritas e integralizadas, ao preço de emissão de R\$9,61 por ação, totalizando R\$1.024.420, tendo sido destinado (i) à conta de capital social, o montante R\$50.000; e (ii) à conta de reserva de capital, o montante de R\$974.421, sendo abatido os custos da transação no montante de R\$ 6.743, resultando em um total líquido de R\$ 967.678.
- (b) Em 05 de dezembro de 2022 a Companhia aumentou seu capital mediante aporte pela AES Holding Brasil Ltda. de 18.908.919 ações ordinárias de emissão da controlada direta AES Operações. As ações aportadas são provenientes do direito de capitalização da reserva especial de ágio da AES Operações.
- (c) É composta por outorga de ações e opções de compra de ações da The AES Corporation aos administradores, empregados ou pessoas naturais que prestam serviços à Companhia. Essa reserva poderá ser utilizada para aumento de capital em favor da The AES Corporation após o aporte de recursos através da entrega das ações aos colaboradores da Companhia, sendo garantido aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.
- (d) Para atender a projeto de investimento, a Companhia poderá reter parte dos lucros do exercício, conforme disciplinado pelo art. 196 da Lei no 6.404/76. Essa retenção deverá estar justificada com o orçamento de capital, a ser proposta pela Administração e aprovada pela Assembleia Geral. Em 31 de dezembro de 2023, a reserva de investimentos proposta é apresentada na nota explicativa nº 24.

- (e) Conforme Ata de Assembleia Geral Ordinária de 27 de abril de 2023, foi alterado o estatuto social da Companhia, artigo 38, item (iii), onde a parcela remanescente do lucro líquido, após as deduções legais é destinada à formação de reserva estatutária, com o objetivo de reforço de capital de giro da Companhia e/ou financiamento da expansão e desenvolvimento das atividades da Companhia.
- (f) Com o objetivo de não distribuir dividendos mínimo obrigatórios sobre a parcela de lucros ainda não realizada financeiramente, apesar de economicamente realizada, originado pelo reconhecimento de benefício fiscal na Controlada direta AES Operações pela incorporação da AES Tietê, ocorrida em 2021, a Companhia constituiu reserva de lucros a realizar, para quando financeiramente realizada, em períodos posteriores, possa então ser distribuída como dividendos. Esta reserva somente poderá ser utilizada para pagamento do dividendo obrigatório. Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia acompanhou a origem dos lucros a realizar para fins de controle dos montantes realizados no exercício e a realizar em exercícios futuros e constatou que foram realizados o montante de R\$922 com base na utilização do benefício fiscal, considerando o resultado realizado de 2023 e os resultados projetados até 2032. Em 31 de dezembro de 2022 não foi realizado pois não houve utilização do base no benefício fiscal.

22.2 Participação de acionistas não controladores

O saldo em 31 de dezembro de 2023 de R\$1.060.456 (R\$1.182.617 em 31 de dezembro de 2022) é composto pelas controladas indiretas:

- Guaimbê Holding, sendo o acionista não controlador o Itaú Unibanco S.A., com participação de 23,41% representada por ações preferenciais no montante de R\$1.038.305 (R\$1.158.659 em 31 de dezembro de 2022);
- Veleiros Holding, sendo o acionista não controlador Unipar, com a participação de 49,50%, no montante de R\$23.539 (R\$23.134 em 31 de dezembro de 2022); e
- Potengi Holding, sendo o acionista não controlador BRF, com a participação de 50%, no montante devedor de R\$1.388 (R\$824 em 31 de dezembro de 2022).

Redução de Capital

Em 30 de janeiro de 2023, conforme ata de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 28 de novembro de 2022, a controlada indireta Guaimbê Holding reduziu o capital social por considerá-lo excessivo nos termos do artigo 173 da Lei das Sociedades por Ações, no valor de R\$440.907 dos quais R\$337.691 foram restituídos para a controlada direta AES Operações e R\$103.216 ao não controlador Itaú Unibanco S.A., sem alteração no seu percentual de participação em suas ações preferenciais.

Dividendos Intermediários

O saldo de dividendos intermediários em 31 de dezembro de 2023 no montante de R\$217.693 é composto:

- pela controlada indireta Guaimbê Holding, de acordo com as seguintes atas de Assembleia Geral Extraordinária:

- de 01 de junho de 2023, foi aprovada a distribuição de dividendos relativos ao exercício findo de 31 de dezembro de 2022 e da distribuição dos dividendos intermediários com base em 30 de abril de 2023, no montante total de R\$ 148.038 dos quais foram distribuídos R\$37.009 a controlada direta AES Operações e R\$111.029 ao acionista não controlador;
- de 30 de agosto de 2023, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários com base no resultado de 01 de maio a 31 de julho de 2023, no montante total de R\$ 57.216 dos quais foram distribuídos R\$ 14.302 a controlada direta AES Operações e R\$ 42.914 ao acionista não controlador;
- de 11 de dezembro de 2023, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários com base no resultado de 01 de agosto a 31 de outubro de 2023, no montante total de R\$ 85.000 dos

quais foram distribuídos R\$ 21.250 a controlada direta AES Operações e R\$ 63.750 ao acionista não controlador.

Há distinção entre a participação societária e a participação na distribuição do resultado devido a existência de classe de ações com direito preferencial de dividendos detidas pelo acionista não controlador.

Dividendos mínimos obrigatórios

O saldo de dividendos intermediários em 31 de dezembro de 2023 no montante de R\$782 é composto:

- pela controlada indireta Potengi Holding, conforme a constituição de dividendos mínimos obrigatórios referente ao exercício de 2022, no montante total de R\$ 3.547 dos quais foram distribuídos R\$ 2.765 a controlada direta Tucano Holding I e R\$ 782 ao acionista não controlador

23. DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O Estatuto Social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido do exercício na forma prevista no artigo nº 202 da Lei 6.404/76. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo circulante nas seguintes ocasiões: (i) dividendos intermediários e/ou intercalares - quando de sua aprovação pela Reunião do Conselho de Administração (RCA); (ii) se aplicável, o valor equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício social; (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício - quando de sua aprovação pela AGO, e (iv) juros sobre o capital próprio - quando de sua aprovação pela RCA ou AGO.

A Companhia possui uma política de dividendos disponível no site de Relações com Investidores, aprovada pelo Conselho de Administração, onde estabelece as diretrizes para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio de acordo com os dispositivos legais, estatutários e regulatórios aplicáveis.

	2023	2022
Lucro líquido do exercício	134.041	149.700
Realização de ajustes de avaliação patrimonial	51.180	54.716
Ajuste por conta de dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	(5)	45
Constituição de reserva legal	(9.261)	(10.221)
Base para pagamento de dividendos	175.955	194.240
Destinação:		
Dividendos mínimos obrigatórios	43.989	—
Dividendos intermediários	—	52.877
Reserva de investimentos	—	141.363
Reserva estatutária	131.966	—
Total destinado	175.955	194.240

24. RESULTADO POR AÇÃO

De acordo com a nota explicativa nº 22 a Companhia emitiu um total de 109.820.816 ações ordinárias, sendo 106.599.446 através da oferta privada de ações em 03 de outubro de 2022 e 3.221.370 ações ordinárias mediante aporte pela AES Holding Brasil Ltda. de 18.908.919 ações ordinárias de emissão da controlada direta AES Operações em 05 de dezembro de 2022, desta forma, a Companhia considerou necessário ajustar a média ponderada das ações, como se o evento tivesse ocorrido no início de 2022. Assim, tanto o numerador (lucro do exercício) quanto o denominador (quantidade de ações) estão em bases comparáveis.

A tabela a seguir apresenta o resultado básico e diluído por ação em 31 de dezembro de 2023:

24.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico

	Controladora	
	2023	2022
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	134.041	149.700
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	601.927	518.329
Resultado básico por ação (R\$ por ação)	0,22269	0,28881

24.2 Demonstração do cálculo do resultado por ação - diluído

A controlada direta AES Operações possui uma reserva especial de ágio no montante de R\$ 128.609 (R\$ 128.609 em 31 de dezembro de 2022), que poderá ser capitalizada em favor de sua Controladora indireta AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR. Será garantido aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital pelo direito de preferência, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

As potenciais ações a serem emitidas em razão da capitalização da reserva especial de ágio são consideradas diluidoras para o cálculo do resultado por ação diluído da Companhia, considerando a hipótese de que todas as condições para sua emissão foram atendidas.

Caso a reserva seja capitalizada em favor dos acionistas AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR com emissão de 100% das ações e nenhum acionista minoritário exerça seu direito de participar do aumento de capital, o percentual dos demais acionistas reduziria de 45,70% para 44,92% em 31 de dezembro de 2023, considerando os preços das ações nesta mesma data.

	Controladora	
	2023	2022
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	134.041	149.700
Denominador incluindo ações a serem subscritas com a totalidade da reserva de ágio (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	601.927	518.329
Número de ações potenciais (i)	10.439	13.314
Número de ações ordinárias - diluído	612.366	531.643
Resultado diluído por ação (R\$ por ação)	0,21889	0,28158

(i) Considerando as ações a serem emitidas proporcionalmente às existentes em uma possível realização integral da reserva de ágio ao preço de mercado das ações em 31 de dezembro de 2023.

25. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

As receitas da Companhia e suas controladas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas nos contratos com os clientes, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento, apresentados a seguir:

(a) Receita de suprimento de energia elétrica

A receita de venda de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras do mercado de energia elétrica, as quais estabelecem a transferência de controle sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais, conforme as bases contratadas. A receita de suprimentos de energia elétrica inclui também as transações no mercado de curto prazo.

(b) Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A Companhia e suas controladas reconhecem a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que haja um excedente de geração, após transferências no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), liquidada no mercado spot (“mercado de curto prazo”) ao valor do preço de liquidação das diferenças (PLD) e comercializado no âmbito da CCEE, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

(c) Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Energia Nova (LEN)

A receita dos Parques Eólicos e Solares é reconhecida conforme a entrega da energia. Dessa forma, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

Para as Companhias renováveis, os contratos de Energia de Reserva e Energia Nova estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada pelas usinas e a energia contratada com base na quantidade de energia (MWh) e o preço contratual. Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, que devem compor a contraprestação.

(d) Operações de comercialização de energia

As operações de comercialização de energia estão relacionadas à meta financeira da Mesa de Operações seguindo rigorosamente todas as métricas de risco aprovadas e, para fins de mensuração contábil, atendendo à definição de instrumentos financeiros ao valor justo. Posições futuras em aberto (compras ou vendas) são marcadas a mercado, utilizando informações publicadas por instituições independentes: balcão de comercialização de energia elétrica do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) e a curva de preços de mercado da DCIDE.

A tabela a seguir apresenta a receita operacional líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022:

	Consolidado			
	2023		2022	
	MWh (i)	R\$	MWh (i)	R\$
Contratos bilaterais	11.948.283	2.494.702	12.859.888	2.460.921
Mercado de curto prazo				
MRE	2.834.778	37.860	208.243	2.898
SPOT	284.398	28.883	453.155	20.845
Outros	—	50.707	—	25.612
Leilões de energia eólicos	4.209.317	898.478	2.234.877	518.541
Leilões de energia solares	553.411	188.447	573.381	185.714
Contratos de comercialização energia	2.642.392	252.738	431.260	32.304
Partes relacionadas (nota 30)	51.917	8.108	—	—
Marcação a mercado de instrumentos financeiros	—	3.934	—	7.779
Outras receitas	—	147.886	—	80.592
Receita operacional bruta	22.524.496	4.111.743	16.760.804	3.335.206
PIS e Cofins	—	(345.413)	—	(266.634)
CFURH	—	(69.248)	—	(44.223)
ICMS e outros	—	(243.631)	—	(158.162)
Pesquisa e desenvolvimento	—	(21.935)	—	(21.130)
Receita operacional líquida	22.524.496	3.431.516	16.760.804	2.845.057

(i) Informações, em MWh, não revisadas pelos auditores independentes.

26. CUSTO DE PRODUÇÃO E OPERAÇÃO DE ENERGIA

	Consolidado			
	2023		2022	
	MWh (i)	R\$	MWh (i)	R\$
Custo de produção e operação de energia				
Contratos bilaterais	3.603.908	(629.869)	4.210.349	(885.517)
Contratos com partes relacionadas (nota 30)	73.440	(7.510)	—	—
Mercado de curto prazo				
MRE	4.462	141	1.208.808	(23.424)
SPOT	46.638	(17.346)	1.002.315	(9.772)
Outros	—	(1.864)	—	(2.233)
Encargos de uso, transmissão e conexão da rede elétrica	—	(337.374)	—	(267.628)
Taxa de fiscalização ANEEL	—	(17.785)	—	(14.447)
Contratos de comercialização energia	2.025.772	(212.761)	466.159	(36.258)
Crédito de PIS e Cofins	—	141.682	—	113.221
Outras custos operacionais	—	(1.400)	—	—
Subtotal	5.754.220	(1.084.086)	6.887.631	(1.126.058)
Custo da operação				
Pessoal e administradores	—	(120.738)	—	(98.456)
Benefícios pós-emprego	—	(2.303)	—	(3.182)
Serviços de terceiros com partes relacionadas (nota 30)	—	(12.075)	—	(1.953)
Serviços de terceiros	—	(232.164)	—	(169.562)
Material	—	(28.149)	—	(20.560)
Depreciação e amortização	—	(653.033)	—	(504.674)
Seguros	—	(49.526)	—	(34.337)
Arrendamentos e aluguéis	—	(3.124)	—	(5.162)
Contribuições setoriais	—	(11.021)	—	(8.796)
Outras receitas (custos) operacionais	—	(739)	—	205
Subtotal	—	(1.112.872)	—	(846.477)
Total	5.754.220	(2.196.958)	6.887.631	(1.972.535)

(i) Informações, em MWh, não revisadas pelos auditores independentes.

27. GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Pessoal e administradores	(13.062)	(13.511)	(103.121)	(91.644)
Benefícios pós-emprego	(336)	—	(2.941)	(2.628)
Serviços de terceiros com partes relacionadas (nota 30)	—	—	(21.135)	(30.948)
Serviços de terceiros	(6.398)	(5.587)	(51.897)	(61.711)
Material	(91)	(36)	(11.874)	(11.435)
Depreciação e amortização	(1.327)	(337)	(1.781)	(1.217)
Total	(21.214)	(19.471)	(192.749)	(199.583)

28. OUTRAS (DESPESAS) RECEITAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Reversão de perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (i)	—	—	—	10.000
Baixa no contas a receber de venda de controlada (ii)	—	—	(23.208)	—
Seguros	(37)	(210)	(2.542)	(1.235)
(Perda) Ganho na venda de controlada	—	—	—	(5.696)
Arrendamentos e aluguéis (iii)	(11)	(29)	(726)	(791)
Ajuste de preço do Complexo Solar Guaimbê Holding	—	—	—	(727)
Contribuições setoriais	(90)	(610)	(386)	(220)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida (iv)	(11)	—	12.746	(186)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (nota 4)	—	—	(538)	—
Recebimento massa falida - Banco Santos (v)	—	—	5.779	—
Outros	594	(275)	(1.210)	3.719
Total	445	(1.124)	(10.085)	4.864

(i) Refere-se à reversão de perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, reconhecida em 2020, em função do não recebimento pelo fornecimento de energia elétrica e ao ganho com perdas e danos. Após decisão desfavorável ao cliente na discussão arbitral, em junho de 2022, houve acordo entre as partes e o ganho foi reconhecido. Com o acordo, a Companhia recebeu uma parcela única de R\$2.000 e o saldo remanescente está sendo recebido em 60 parcelas consecutivas, corrigidas pelo IPCA.

(ii) Conforme descrito na nota explicativa 9, o saldo refere-se ao impacto da reavaliação do contas a receber da venda da AES Tietê Inova para uma subsidiária da EDP Energias do Brasil.

(iii) Inclui arrendamentos com prazo inferior a 12 meses ou contratos de baixo valor.

(iv) Em março de 2023, a Companhia recebeu o ativo contingente relativo ao ganho em arbitragem sobre recomposição tarifária extraordinária (RTE) de energia livre.

(v) Refere-se aos recebimentos que a Companhia tem direito sobre a massa falida do banco Santos. Após a decretação da falência, a Companhia habilitou os valores nos autos e periodicamente recebe esses numerários.

29. RESULTADO FINANCEIRO

Notas	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Receitas Financeiras				
	93.354	37.314	425.142	346.368
Rendimento de aplicações financeiras	—	—	88	1.428
Atualização do contas a receber do mercado de curto prazo	721	110	7.500	4.211
Atualização de créditos tributários	62	—	72.585	29.013
Rendimento de cauções e depósitos vinculados	7	—	—	—
PIS e COFINS sobre receita financeira	(4.377)	(1.739)	(21.001)	(13.982)
Outras	3	—	408	758
Variações Cambiais:				
Derivativo embutido	—	—	—	21.237
Marcação a mercado de derivativos	294	—	294	—
Outras receitas cambiais - Partes relacionadas	30	—	53	3.000
Outras receitas cambiais	85	14	498	213
Total	90.142	35.699	485.567	392.246
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas e amortização dos custos de transação	15.2	(201.961)	(150.057)	(1.052.502)
Juros de swap e impostos sobre dívida de moeda estrangeira	—	(66.533)	(1.629)	(234.751)
Juros sobre a obrigação atuarial, líquido dos rendimentos dos ativos	15.2	—	—	(184.690)
Atualização monetária de debêntures, empréstimos e financiamentos	17	—	—	(10.858)
Juros sobre a obrigação atuarial, líquido dos rendimentos dos ativos	20	—	(91)	(27.513)
Atualização monetária de obrigações por aquisições	11 e 33	—	—	437.146
Juros capitalizados no imobilizado em curso	16	(246)	(48)	(16.939)
Juros sobre passivos de arrendamento	18.1	(62)	—	3.432
Atualização monetária de processos judiciais e outros	—	216	(424)	(2.510)
Imposto sobre operações financeiras - IOF	8	—	—	(9.930)
Atualização monetária de ressarcimento	—	(9)	(5)	(15.566)
Outras	—	—	—	(3.547)
Variações Cambiais:				
Marcação a mercado de derivativos	(616)	—	—	(481)
Operações de swap	(54)	(13)	(2.625)	(456)
Outros	—	—	—	—
Total	(269.265)	(152.267)	(1.117.787)	(700.878)
Total Líquido	(179.123)	(116.568)	(632.220)	(308.632)

30. PARTES RELACIONADAS

Com o objetivo de aprimorar e fortalecer a governança corporativa do grupo, a Companhia possui uma política de partes relacionadas, que visa estabelecer e consolidar as diretrizes a serem observadas nas transações com partes relacionadas, resumidas a seguir: (i) evitar situações com potencial conflito de interesses; (ii) assegurar transparência aos acionistas, investidores e ao mercado em geral; e (iii) formalizar o compromisso das empresas em divulgar tais transações em seus relatórios financeiros.

	Notas	Controladora	Consolidado	
		2023	2023	2022
Ativo				
Ativo circulante				
Contas a receber				
Complexo Tucano		—	2.234	4
Capitalização de mão de obra própria - Complexo Tucano		—	84	—
Subtotal	4	—	2.318	4
Outros ativos				
Contas a receber - Complexo Tucano (i)	9	—	19	445
Dividendos a receber - Complexo Tucano	9	1.151	9.523	—
Dividendos a receber - AES Operações	9	8.788	—	—
Alocação de custos - Complexo Tucano		—	—	709
Complexo Cajuína I		90	—	—
Subtotal		10.029	9.542	1.154
Total do ativo circulante		10.029	11.860	1.158
Ativo não circulante				
Outros ativos				
Contas a receber - Complexo Tucano (i)	9	—	5.581	6.661
Total do ativo não circulante		—	5.581	6.661
Total do ativo		10.029	17.441	7.819
Passivo				
Fornecedores				
Materiais e Serviços - Pagamento de despesas para a AES Corp. (ii)	13	—	3.200	3.965
Subtotal		—	3.200	3.965
Outras obrigações				
Centralização de Estoque - Complexo Tucano	21	—	18	—
Subtotal		—	18	—
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar				
AES Holdings Brasil		13.042	13.042	—
AES Holdings Brasil II		8.210	8.210	—
Subtotal		21.252	21.252	—
Obrigações com entidade de previdência privada				
Obrigações com benefícios pós-emprego (iii)	17	—	93.749	101.825
Subtotal		—	93.749	101.825
Total do passivo		21.252	118.219	105.790

	Notas	Consolidado	
		2023	2022
Resultado			
Receita operacional líquida			
Gestão administrativa e operacional - Complexo Tucano		3.234	—
Venda de energia - Complexo Tucano		4.874	—
Total da receita operacional líquida	25	8.108	—
Energia elétrica comprada para revenda			
Complexo Tucano - Outros custos (iv)	26	(7.510)	—
Custo de produção e operação de energia			
Big Sky (ii)	26	(12.075)	(1.953)
Gerais e administrativas			
Big Sky (ii)		(21.135)	(30.948)
Resultado financeiro			
VIVEST - Obrigações pós-emprego - Plano previdenciário (iii)	17	(10.042)	(10.825)
Variação cambial Big Sky (ii)	29	53	3.000
Total do resultado		(42.601)	(40.726)

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

- (i) Em 03 de setembro de 2020, a controlada direta AES Operações celebrou um contrato de prestação de serviço e gestão administrativa e operacional de projetos eólicos com a Tucano Holding III e subsidiárias, *joint venture* do grupo, onde a controlada direta AES Operações será responsável pela prestação desse serviço durante um prazo 10 anos, com a possibilidade de renovação por mais 10 anos.
- (ii) Prestação de serviços e soluções, realizados pela AES Big Sky LLC, subsidiária da AES Corp, relacionados à implementação da estratégia digital (Digital Transformation) da controlada direta AES Operações. O contrato possui vigência até dezembro de 2025.
- (iii) A controlada direta AES Operações é parte integrante do Conselho Deliberativo da VIVEST, possuindo influência significativa na Administração do mesmo. Os detalhes do plano previdenciário estão demonstrados na nota explicativa nº 17.
- (iv) Refere-se a compra de energia celebrada entre a Controlada direta AES Operações e Complexo Tucano para fins de composição de lastro. Essas vendas foram efetuadas a um preço médio de R\$ 102,04 e montante envolvido de 73.440 MWh.

30.1 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta Administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. A remuneração nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 é apresentada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Benefícios de curto prazo	12.121	11.685	12.552	12.113
Benefícios pós-emprego	380	400	380	400
Outros benefícios de longo prazo	516	395	516	395
Remuneração baseada em ações (i)	346	821	346	821
Total	13.363	13.302	13.794	13.729

(i) Compostos por ações e opções de ações da AES Corp. outorgadas à alta Administração.

30.2 Acordo de indenização decorrente de transações e eventos societários

Em 31 de dezembro de 2015, a antiga Companhia Brasileira incorporou a AES Tietê S.A e, posteriormente, foi objeto de cisão parcial. O acervo líquido contábil da Companhia Brasileira foi vertido para a Brasileira Participações e o da AES Tietê S.A para a AES Tietê Energia S.A, a qual manteve o mesmo CNPJ da Companhia Brasileira (atual AES Brasil Operações).

O protocolo de cisão da antiga Companhia Brasileira estabelecia, dentre outras disposições, a responsabilidade da Brasileira Participações perante a AES Tietê Energia S. A (atual AES Brasil Operações) por reflexos ativos e passivos, materializados ou não, presentes e futuros, relativos ao acervo cindido transferido, inclusive aqueles decorrentes dos processos judiciais e administrativos.

Para este fim, conforme aprovado pelos seus então acionistas controladores AES Holdings Brasil Ltda. e BNDES Participações S.A – BNDESPar, foi assinado um acordo de indenização que estabeleceu os termos, condições e mecanismos de indenização pela Brasileira Participações em favor da antiga AES Tietê Energia (atual AES Brasil Operações) por eventuais perdas incorridas por esta última, relacionadas aos processos judiciais e administrativos existentes e futuros relacionados à parcela cindida.

O acordo de indenização, que resguarda o direito da AES Brasil Operações ser indenizada em virtude dos passivos atrelados à Brasileira Participações, contempla os processos tributários com probabilidade de perda classificada como possível divulgados na nota explicativa 18.2, uma vez que na qualidade de sucessora legal da antiga Companhia Brasileira, a AES Brasil Operações deve permanecer solidariamente responsável pelos passivos tributários.

31 INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

31.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses), referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar, análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas são como segue:

Consolidado							
2023							
2022							
Notas	Mensuração do valor justo	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	Categoria	
ATIVO (Circulante e não circulante)							
Caixa e equivalentes de caixa (Numerário disponível)	3	50.123	50.123	58.021	58.021	Custo amortizado	
Caixa e equivalentes de caixa (Operação compromissada)	3	Nível 2	231.560	231.560	137.851	137.851	Valor justo por meio do resultado
Investimentos de curto prazo	3	Nível 2	1.733.262	1.733.262	3.587.700	3.587.700	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber de clientes	4		375.660	375.660	335.767	335.767	Custo amortizado
Conta de ressarcimento	8		17.572	17.572	25.231	25.231	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos		Nível 2	66.468	66.468	69.841	69.841	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	7		614.700	614.700	615.021	615.021	Custo amortizado
Total			3.089.345	3.089.345	4.829.432	4.829.432	
PASSIVO (Circulante e não circulante)							
Fornecedores	13		375.775	375.775	267.913	267.913	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15		9.485.385	9.394.136	9.362.947	9.715.280	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos (moeda estrangeira)	15		1.972.742	1.869.279	1.532.083	1.432.508	Custo amortizado
Conta de ressarcimento	8		776.547	776.547	731.620	731.620	Custo amortizado
Passivo de arrendamento	16		220.110	220.110	180.221	180.221	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos		Nível 2	346.427	346.427	244.832	244.832	Designado para hedge de fluxo de caixa
Instrumentos financeiros derivativos		Nível 2	54.754	54.754	62.061	62.061	Valor justo por meio do resultado
Obrigações de aquisições	20		131.990	131.990	246.091	246.091	Custo amortizado
Opção de recompra de participação acionária	21		15.320	15.320	13.489	13.489	Custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar			45.976	45.976	286	286	Custo amortizado
Total			13.425.026	13.230.314	12.641.543	12.894.301	

A mensuração dos instrumentos financeiros, demonstrada na nota acima, está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 – preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 – outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 – técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, não houve transferência decorrente de avaliação de valor justo entre os níveis 1 e 2, tampouco com o nível 3.

Instrumentos derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia correspondem a operações de proteção de exposição relativos ao risco cambial dos empréstimos captados no exterior por meio de *swaps*, que resultam de posições passivas vinculadas a variação do CDI. Estes itens se qualificam como *hedge accounting* e estão classificados como *hedge* de fluxo de caixa, sendo que são contabilizados como ativos financeiros quando o valor for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

Saldo de instrumentos derivativos em aberto em 31 de dezembro de 2023:

Data do Contrato	Tipo	Indexador Ativo	Indexador Passivo	Instrumento Proteção	Passivo	Valor Nocial (moeda estrangeira)	Efeito do MTM no Patrimônio Líquido
29/12/2020	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	76.134	116.122	(13.484)
31/03/2021	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (i)	196.795	138.169	(43.536)
25/11/2022	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (ii)	15.558	38.685	(1.638)
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	37.417	75.000	3.312
17/01/2023	Hedge de Fluxo de Caixa	Dólar	CDI	SWAP (iii)	20.521	36.315	1.703
Total					346.425		(53.643)

(i) A controlada direta AES Operações contratou operações de derivativo de *swap* de câmbio, no valor *nocional* de US\$ 116.122 e US\$ 138.169, em 29 de dezembro de 2020 e em 31 de março de 2021, respectivamente, com valores de referência de R\$600.000 e R\$ 800.000 com o objetivo de se proteger da exposição em dólar devido à emissão dos empréstimos em moeda estrangeira, captadas nesta mesma data. O primeiro instrumento derivativo trocou a totalidade do risco de juros fixo de 1.63% + variação cambial por CDI + 1,50 a.a., com 50% do vencimento em dezembro de 2024 e 50% em dezembro de 2025. O segundo instrumento trocou o risco de juros fixo de 1.78% + variação cambial por CDI + 1.48%, com 75% do vencimento em março de 2025 e 25% em março de 2026.

(ii) A Companhia contratou operação de *swap* de câmbio, no valor *nocional* de US\$ 38.685 em 25 de novembro de 2022 com valores de referência de R\$ 200.000 com o objetivo de pagamento da aquisição dos Complexos Cassino, Caetés e Ventos do Araripe. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.31% + variação cambial por CDI + 1.60%, com vencimento em parcela única em novembro de 2024.

(iii) A Companhia contratou operação de *swap* de câmbio, no valor *nocional* de US\$ 36.315 e US\$ 75.000 em 17 de janeiro de 2023 com valores de referência, respectivamente, de R\$ 187.750 e R\$ 383.363 com o objetivo de reforço de caixa e liquidez. O instrumento trocou a totalidade do risco de juros fixo de 5.29% + variação cambial por CDI + 1.65% e CDI + 1.60%, respectivamente, ambas com vencimento em parcela única em 17 de janeiro de 2025.

■ Hedge de Fluxo de Caixa

A Companhia e suas controladas contrataram operações de derivativo de *swap* de câmbio durante a captação dos empréstimos em moeda estrangeira, trocando a totalidade do risco de variação cambial por CDI. Existe uma relação econômica entre os itens protegidos e os instrumentos de *hedge*, uma vez que os termos e condições críticos do item coberto como montantes do *nocional*, vencimentos, moedas e taxas de juros são os mesmos do instrumento de cobertura.

A parcela altamente eficaz do *hedge* de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A parcela não efetiva é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variações cambiais da operação.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados no período em que o item protegido afetar o resultado: os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos *swaps* de taxa de juros, que protegem os empréstimos com taxa variáveis, são reconhecidas na demonstração dos resultados como despesas financeira ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Para testar a efetividade do *hedge*, a Companhia usa o método da análise de regressão e correlação, comparando as mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* com as mudanças no valor justo dos itens atribuíveis aos riscos protegidos. O cálculo da efetividade do *hedge* não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos), uma vez que os contratos dos instrumentos de *hedge* são celebrados com instituições que possuem alta solvência e liquidez e baixo risco de crédito.

Quando um instrumento de *hedge* de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando não mais atende aos critérios da contabilidade de *hedge*, todo o ganho ou perda acumulado diferido e os custos de *hedge* diferidos existentes no patrimônio, são imediatamente reclassificados para o resultado.

■ Contratos futuros de energia

A AES Comercializadora possui contratos futuros de energia com vencimento até o exercício de 2028. O resultado real dos instrumentos financeiros de contratos futuros pode variar, uma vez que as marcações desses contratos foram realizadas considerando as respectivas datas-bases e seus valores em determinado momento. As transações seguem políticas de risco aprovadas, que buscam controlar as exposições de crédito com contrapartes assim como volume em MWh transacionado.

Em 31 de dezembro de 2023, o valor nominal líquido entre contratos de compra e de venda era de R\$21.747, posição a valor justo ativa de R\$66.467, e posição a valor justo passiva de R\$54.754, sendo o ganho de marcação a mercado reconhecido no resultado no montante de R\$3.934 (nota 25).

31.2 Gerenciamento de riscos

A Companhia e suas controladas estão expostas principalmente a risco de mercado, risco de crédito e risco de liquidez, além de riscos adicionais descritos nesta nota explicativa. A ocorrência de qualquer um dos riscos abaixo poderá afetar adversamente a Companhia, podendo causar um efeito em suas operações, sua condição financeira ou em seus resultados operacionais. A estrutura de gerenciamento de riscos, assim como os principais fatores de riscos estão descritos a seguir:

(a) Estrutura de gerenciamento dos riscos

A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia e suas controladas contam com as áreas de Gestão de Riscos, Controles Internos, Auditoria Interna e Ética e *Compliance*.

(a.1) Gestão de Riscos

A Política de Gestão de Riscos tem como objetivo fornecer as diretrizes gerais para a Gestão de Riscos da Companhia, visando conceituar e documentar os princípios de Gestão de Riscos e atividades relacionadas.

A diretoria de Gestão de Riscos é responsável por disseminar a cultura de gestão de riscos estratégicos, obter o grau de exposição a risco ao qual a Companhia está exposta, definir padrões a serem seguidos pela Companhia no que tange Gestão de Riscos, supervisionar e controlar relatórios de risco e definir gestores e responsáveis pelos riscos nas áreas de negócio.

É de responsabilidade do Conselho de Administração avaliar e deliberar sobre as questões de Gestão de Riscos estratégicos, incluindo aprovar e avaliar política e modelo de Gestão de Riscos.

A Diretoria exerce a função de assegurar a avaliação dos riscos estratégicos e planos de ação recomendados para a mitigação dos riscos. Os riscos estratégicos podem ser categorizados como riscos estratégico, financeiro, *compliance*, tecnologia, operacional, mercado, legal, regulatório, ambiental e crédito.

A Diretoria também deve fornecer sua percepção em relação aos riscos tangíveis e intangíveis aos quais suas respectivas áreas de negócios estão expostas.

(a.2) Controles Internos

A área de Controles Internos, que se reporta à Diretoria de Controladoria e Planejamento Tributário, tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócio na revisão dos processos e implementação de controles que mitiguem riscos e assim garantir a exatidão das demonstrações contábeis e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e/ou políticas internas.

(a.3) Auditoria Interna

A Companhia conta também com uma área de Auditoria Interna que atua em três segmentos: operacional, financeiro e tecnologia da informação. O primeiro segmento avalia os processos e

procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as demonstrações contábeis e os controles associados, enquanto o terceiro avalia os controles de segurança da informação, todos em conformidade com a lei norte-americana *Sarbanes-Oxley*, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

A Companhia realiza anualmente uma autoavaliação de seu ambiente de controle com o objetivo de validar a efetividade dos controles-chave implementados para mitigar o risco de imprecisões significativas nas informações contidas nas demonstrações contábeis da Companhia. Em caso de identificação de pontos de melhoria, a Companhia elabora planos de ação, definindo prazos e responsabilidades. O resultado desta avaliação e a situação dos planos de ação são comunicados periodicamente ao Comitê de Auditoria Estatutário.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado de avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis dos processos, revisados pela área de Controles Internos, caso possuam impacto nas demonstrações contábeis, e sua implementação é devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos, se aplicável, e de Auditoria Interna. O plano de auditoria é aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia e os resultados das auditorias comunicados ao Comitê de Auditoria Estatutário.

(a.4) Ética e Compliance

A Companhia está comprometida em manter os mais altos padrões éticos e legais em todas as suas transações comerciais. Para tanto, potenciais parceiros de negócios são submetidos a um processo de análise e aprovação interna da Companhia, conduzido pelo Departamento de Ética e *Compliance*, cujo principal objetivo é “conhecer” os seus parceiros e avaliar os riscos trazidos pelas transações a serem analisadas.

Adicionalmente, todos os empregados da Companhia recebem uma cópia do Guia de Valores quando da admissão, bem como treinamentos específicos sobre o programa de *Compliance* e as principais políticas da empresa. Além disso, a cultura de integridade e importância do *Compliance* são reforçadas anualmente pelas mensagens da alta-liderança e o departamento de Ética e *Compliance* divulga comunicações periódicas para todos os colaboradores a respeito de suas políticas e procedimentos. A Companhia ainda conta com um Código de Conduta de Fornecedores que é divulgado aos seus parceiros comerciais na cadeia de suprimento e anexado aos contratos relevantes junto com cláusulas contratuais que preveem condições de integridade e *Compliance* dentro dos padrões estabelecidos pela Companhia. Ainda, todos os fornecedores da cadeia de alto-risco da Companhia recebem treinamentos específicos sobre o Guia de Valores e políticas de *Compliance*.

Em caso de denúncia, suspeita de fraude ou irregularidade, a questão será investigada pelo Departamento de Ética e *Compliance* e com base na conclusão do processo investigativo, medidas de remediação apropriadas serão tomadas tempestivamente, sejam elas medidas administrativas, mudanças de controles, implementação ou ajuste de processos, etc. - Se houver eventual impacto material nas demonstrações contábeis, os dados gerados pelo processo investigativo serão devidamente informados à governança da Companhia, incluindo alta administração e Conselho de Administração, com as respectivas ações tomadas e planos de remediação.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas possuem exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

(b.1) Risco de crédito

Consiste no risco da Companhia e suas controladas incorrem em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: contas a receber de clientes, caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e cauções e depósitos vinculados.

Contas a receber

As vendas de energia são efetuadas para consumidores livres, comercializadoras, distribuidoras e geradoras por meio de contratos bilaterais e em contratos no ambiente regulado (leilões de energia), tanto no longo como no curto prazo. Nos contratos bilaterais de venda de energia no longo prazo no ambiente de contratação livre, a Companhia possui três processos focados na mitigação de risco: (i) Análise de Crédito: Análises de demonstrativos financeiros dos clientes, concorrência, setor econômico de atuação e restritivos externos junto a bureaus de crédito, (ii) cálculo do *rating* de acordo com modelo interno e (iii) exigência de garantias: conforme análise de crédito, *rating* e condições contratuais. Para o mercado de curto prazo, eventuais inadimplências nos contratos de venda estão sujeitas à regulamentação da ANEEL, a qual tem a finalidade de garantir a liquidez no mercado de energia.

O risco decorrente da possibilidade do Grupo AES Brasil apresentar perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes é considerado baixo, considerando as garantias contratuais apresentadas no âmbito dos contratos de energia no ACR e ACL.

Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda destes valores.

A Companhia e suas controladas atuam de modo a diversificar o risco de crédito junto às instituições financeiras, centralizando as suas transações apenas em instituições de primeira linha e estabelecendo limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras e aos respectivos ratings das principais agências.

A Companhia e suas controladas utilizam a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de composição da carteira de investimentos. Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em pelo menos uma das agências de risco, *rating* inferior ao estabelecido (AA-), em escala nacional em moeda local, não poderão fazer parte da carteira de investimentos.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, vale o mais restritivo dos seguintes critérios definidos pela Companhia: (i) Critério de Caixa: Aplicações de no máximo 20% (Patrimônio Líquido (PL) da instituição financeira inferior a R\$5.000.000) e até 25% (PL superior a R\$5.000.000) do total da carteira por instituição financeira. (ii) Critério de Patrimônio Líquido da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira; e (iii) Critério de PL da instituição financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% (PL inferior a R\$4.000.000) até 5% (PL superior ou igual a R\$5.000.000 e inferior a R\$8.000.000) de seu PL ou até 7% (PL superior ou igual a R\$ 8.000.000), considerando o total de investimentos do Grupo AES Brasil. Vale o mais restritivo dos critérios i, ii e iii.

A exposição máxima ao risco do crédito na data base de 31 de dezembro de 2023 é a seguinte:

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2023	2022	2023	2022
Caixa e equivalentes de caixa	3	95	35.056	281.683	195.872
Investimentos de curto prazo	3	342.813	352.000	1.733.262	3.587.700
Contas a receber de clientes	4	—	—	375.660	335.767
Cauções e depósitos vinculados	7	752	—	614.700	615.021
Instrumentos financeiros derivativos		—	—	66.468	69.841
Total da exposição		343.660	387.056	3.071.773	4.804.201

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia e suas controladas controlam suas estruturas de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar os pagamentos de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso.

A Companhia e suas controladas também monitoram constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento.

A Companhia e suas controladas incluem dentro da estrutura de dívida líquida: debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela abaixo, está demonstrado o índice de alavancagem financeira:

	Notas	Consolidado	
		2023	2022
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	11.458.127	10.895.030
Garantias de financiamento	7	(574.305)	(573.084)
Caixa e equivalentes de caixa	3	(281.683)	(195.872)
Investimentos de curto prazo	3	(1.733.262)	(3.587.700)
Dívida líquida		8.868.877	6.538.374
Patrimônio líquido		5.579.423	5.573.795
Índice de alavancagem financeira		158,96%	117,31%

Do endividamento financeiro total consolidado em 31 de dezembro de 2023, 20,15% (8,05% em 31 de dezembro de 2022) é de curto prazo e o prazo médio dos empréstimos, financiamentos e debêntures é de 4,01 anos (4,9 anos em 31 de dezembro de 2022).

Além do endividamento financeiro apresentado acima, a Companhia e suas controladas monitoram sua situação financeira com base em índices financeiros utilizados para fins de *covenants*, conforme nota explicativa nº 15.3.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia e suas controladas adotam como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados, (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de *hedge* exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia e suas controladas. Para a rubrica “Debêntures”, “Empréstimos e Financiamentos” e “Passivo de arrendamento” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados nas notas explicativas nº 15 e 16. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos	Total em 31 de dezembro de 2023	Total em 31 de dezembro de 2022
Fornecedores	375.775	—	—	—	—	375.775	267.913
Debêntures	189.437	1.087.876	2.835.070	3.614.641	3.684.893	11.411.917	11.537.437
Empréstimos e Financiamentos	182.883	1.752.298	2.401.560	861.929	853.827	6.052.497	5.667.391
Passivo de arrendamento	2.061	6.183	3.585	12.679	203.337	227.845	180.221
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	—	45.976	—	—	—	45.976	286
Obrigações de aquisições	73.477	58.513	—	—	—	131.990	246.091
Total	823.633	2.950.846	5.240.215	4.489.249	4.742.057	18.246.000	17.899.339

Quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, o CDI e IPCA utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2023.

Devido as projeções de juros, os montantes de 2023 foram recalculados e apresentados de forma atualizada.

(b.4) Riscos de mercado

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas são os seguintes:

Riscos de taxas de juros

A Companhia e suas controladas possuem debêntures, empréstimos e financiamentos remunerados pela variação do CDI, IPCA e TJLP, acrescidos de juros contratuais. Conseqüentemente, está exposta à flutuação destas taxas de juros e índices, impactando suas despesas financeiras. Em 31 de dezembro de 2023, as aplicações financeiras da Companhia e suas controladas foram alocadas em CDBs, rentabilizadas pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia e suas controladas aos riscos de taxas de juros na data base de 31 de dezembro de 2023 é:

	Notas	2023	2022
Caixa e equivalentes de caixa (Operação compromissada)	3	231.560	137.851
Investimentos de curto prazo	3	1.733.262	3.587.700
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15	(11.523.605)	(10.972.677)
Total da exposição líquida		(9.558.783)	(7.247.126)

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP e não contemplam os saldos de custos de transação. Adicionalmente, o caixa não está sendo considerado como saldo da exposição, visto que não há risco de oscilação devido a mudanças nas taxas de juro de mercado.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas na data base de 31 de dezembro de 2023, foram definidos 05 cenários diferentes para risco de taxa de juros e moeda estrangeira.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e/ou patrimônio líquido para um ano em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2023, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Risco de taxa de juros

Com base nos dados disponíveis na CETIP e FGV, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50% das aplicações financeiras, ressarcimento e dívidas.

			Projeção Receitas Financeiras - 01 ano				
Aplicações financeiras	Risco	Posição em 31/12/2023	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			5,11%	7,67%	10,22%	12,78%	15,33%
Equivalentes de caixa (i)	CDI	231.560	11.833	17.761	23.665	29.593	35.498
Investimentos de curto prazo	CDI	1.733.262	88.570	132.941	177.139	221.511	265.709
Impacto no resultado			100.403	150.702	200.804	251.104	301.207
			Projeção Resultado Financeiro - 01 ano				
Ressarcimento	Risco	Posição em 31/12/2023	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
IPCA			1,94%	2,91%	3,88%	4,85%	5,82%
Ressarcimento - ativo	IPCA	17.572	341	511	682	852	1.023
Ressarcimento - passivo	IPCA	(776.547)	(15.065)	(22.598)	(30.130)	(37.663)	(45.195)
Impacto no resultado			(14.724)	(22.087)	(29.448)	(36.811)	(44.172)
			Projeção Despesas Financeiras - 01 ano				
Dívidas	Risco	Posição em 31/12/2023	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			5,11%	7,67%	10,22%	12,78%	15,33%
9ª Emissão (1ª Série) - AES Operações	CDI	(1.429.993)	(88.103)	(125.077)	(161.907)	(198.881)	(235.710)
Scotiabank 4131 - AES Operações (ii)	CDI	(1.234.026)	(82.515)	(114.580)	(146.520)	(178.585)	(210.524)
Scotiabank 4131 - AES Brasil 1ª série (ii)	CDI	(188.158)	(12.779)	(17.673)	(22.548)	(27.442)	(32.317)
Scotiabank 4131 - AES Brasil 2ª série (ii)	CDI	(371.808)	(25.252)	(34.923)	(44.556)	(54.226)	(63.859)
Scotiabank 4131 - AES Brasil 3ª série (ii)	CDI	(180.023)	(12.321)	(17.006)	(21.672)	(26.357)	(31.023)
Debêntures - 1ª Emissão (Companhia)	CDI	(1.111.311)	(83.654)	(112.758)	(141.748)	(170.852)	(199.843)
BNDES - Complexo Eólico Cajuína	CDI	(808.795)	(55.782)	(76.839)	(97.814)	(118.871)	(139.846)
1ª Emissão - Veleiros	CDI	(293.458)	(19.623)	(27.248)	(34.843)	(42.468)	(50.064)
10ª Emissão - AES Operações	CDI	(754.507)	(50.451)	(70.056)	(89.585)	(109.190)	(128.719)
Impacto no resultado			(430.480)	(596.160)	(761.193)	(926.872)	(1.091.905)
IPCA			1,94%	2,91%	3,88%	4,85%	5,82%
1ª Emissão - Cajuína AB1	IPCA	(1.066.622)	(97.566)	(108.643)	(119.721)	(130.799)	(141.876)
9ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	IPCA	(846.426)	(57.061)	(65.658)	(74.255)	(82.852)	(91.449)
6ª Emissão (2ª Série) - AES Operações	IPCA	(224.918)	(19.909)	(22.238)	(24.568)	(26.898)	(29.227)
BNB - Complexo Eólico Tucano (Anglo)	IPCA	(396.293)	(16.818)	(20.749)	(24.680)	(28.611)	(32.542)
1ª Emissão - Tucano Holding II	IPCA	(388.900)	(31.569)	(35.570)	(39.571)	(43.572)	(47.573)
9ª Emissão (3ª Série) - AES Operações	IPCA	(241.760)	(16.298)	(18.753)	(21.209)	(23.665)	(26.120)
8ª Emissão - AES Operações	IPCA	(199.812)	(16.138)	(18.193)	(20.248)	(22.303)	(24.358)
Complexo Eólico Araripe	IPCA	(96.678)	(10.982)	(12.006)	(13.031)	(14.055)	(15.080)
Complexo Eólico Caetés	IPCA	(96.169)	(10.552)	(11.567)	(12.583)	(13.598)	(14.614)
Outros	IPCA	(46.347)	(899)	(1.349)	(1.798)	(2.248)	(2.697)
1ª Emissão (2ª Série) - AES Tietê Eólica	IPCA	(31.003)	(3.089)	(3.413)	(3.738)	(4.062)	(4.386)
1ª Emissão (1ª série) - AES Tietê Eólica	IPCA	(16.703)	(1.620)	(1.794)	(1.968)	(2.143)	(2.317)
2ª Emissão - Veleiros (1ª série)	IPCA	(80.613)	(7.587)	(8.427)	(9.266)	(10.105)	(10.945)
2ª Emissão - Veleiros (2ª série)	IPCA	(80.592)	(7.257)	(8.093)	(8.929)	(9.765)	(10.601)
Impacto no resultado			(297.345)	(336.453)	(375.565)	(414.676)	(453.785)
TJLP			2,82%	4,23%	5,65%	7,06%	8,47%
BNDES - Complexo Eólico Caetés	TJLP	(448.054)	(22.770)	(29.227)	(35.713)	(42.186)	(48.642)
BNDES - Complexo Eólico Araripe	TJLP	(465.282)	(23.646)	(30.351)	(37.086)	(43.808)	(50.513)
BNDES - Complexo Ventus	TJLP	(158.115)	(8.702)	(10.990)	(13.288)	(15.581)	(17.869)
BNDES - Complexos Eólicos Salinas e Mandacaru	TJLP	(142.872)	(6.879)	(8.932)	(10.995)	(13.054)	(15.108)
BNDES - Complexo Eólico Cassino	TJLP	(124.367)	(6.295)	(8.087)	(9.887)	(11.683)	(13.475)
Impacto no resultado			(68.292)	(87.587)	(106.969)	(126.312)	(145.607)
Total da exposição líquida			(710.438)	(891.585)	(1.072.371)	(1.253.567)	(1.434.262)

(i) O caixa não está sendo considerado na análise de sensibilidade, visto que não há exposição a riscos de mercado.

(ii) Os empréstimos captados no exterior por meio de *swaps* de câmbio trocaram a totalidade do risco de juros e variação cambial por CDI.

A dívida dos complexos Salinas e Mandacarú junto ao BNB ("Banco do Nordeste") possui taxa prefixada, dessa forma, sem exposição ao risco de mercado.

Os montantes relacionados às Dívidas apresentados na tabela acima não contemplam os saldos de custos de transação.

Risco de moeda estrangeira

A Companhia e suas controladas, com propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação na taxa de câmbio incidentes dos empréstimos em moeda estrangeira, contrataram instrumentos financeiros derivativos de *swap* de câmbio. Para o exercício de 2023, a Companhia e suas controladas não identificaram risco de moeda estrangeira.

(b.5) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de dívida (emissões de debêntures, empréstimos e financiamentos) com cláusulas restritivas ("*covenants*") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. Todos os índices financeiros acima mencionados encontram-se integralmente cumpridos em 31 de dezembro de 2023 (vide nota explicativa nº 15.3).

A não observância dos índices financeiros por dois trimestres consecutivos, verificados trimestralmente, exceto para 8ª Emissão da AES Operações, para a 1ª Emissão da AES Tietê Eólica, para os empréstimos e financiamentos dos Complexos Eólicos de Salinas e Mandacarú, Caetés, Araripe e Cassino que têm suas verificações anuais, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da controlada direta AES Operações e da Companhia.

(c) Outros riscos considerados relevantes

(c.1) Risco hidrológico

Geração hidrelétrica no Brasil

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é constituído pelas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. As atividades de coordenação e controle da operação do sistema elétrico são executadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que procura gerir os recursos energéticos de forma a garantir o despacho ótimo e a segurança do abastecimento energético em todo o País.

As variações climáticas podem ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano, uma vez que o volume de energia gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico (vazões) e do volume acumulado de água em seus reservatórios, que determinam o despacho otimizado do ONS. O SIN possibilita que toda energia gerada no sistema seja transmitida e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre as regiões, além de obter benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia hidrelétrica gerada pelos participantes do mecanismo é alocado para cada uma destas usinas hidroelétricas, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de garantia física, independentemente da produção individual de cada planta. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias física e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado "Energia Secundária", é alocado proporcionalmente entre

os geradores. A energia secundária alocada será liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física total das usinas hidrelétricas do MRE, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do mecanismo, através do GSF, efeito este conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições no mercado de curto prazo ao PLD.

Nas situações acima também pode ocorrer da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições à diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e de origem da energia alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, dispõem de um tratamento específico e estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurarem e da regra de sazonalização adotada pela Companhia.

(c.2) Risco em renováveis não-hídricas

Constrained-off de usinas eólicas e solares

O *constrained-off* de usinas pode ser definido como a restrição de geração demandada pelo operador centralizado com relação à programação devido às limitações da rede de transmissão ou requisitos de reservas operacionais. Nessas situações, o gerador encontra-se impedido de atender seus contratos ou outros compromissos por meio da geração de suas próprias unidades geradoras. Essa frustração da geração caracteriza o custo de oportunidade atrelado ao *constrained-off* de usinas.

Em 22 de março de 2021, foi publicada a Resolução nº 927/2021, que estabelece procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eólicas. Para isso, o ONS avaliará os eventos de restrição de operação por *constrained-off* que forem motivados por indisponibilidade das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DITs no âmbito da Distribuição.

Considerando o Despacho nº 2303/2019, de 20 de agosto de 2019, a ANEEL suspendeu a avaliação pela CCEE dos eventos de *constrained-off* para o ACR até que houvesse regulamentação. As regras serão aplicadas somente para pedidos de reconhecimento de *constrained-off* protocolados na ANEEL cuja apuração foi suspensa pelo Despacho ANEEL nº 2303/2019. Tais eventos são limitados ao CCEAR e CER, não incluindo eventos do ACL.

Ainda, o reconhecimento de eventos motivados por indisponibilidade nas instalações de Distribuição, exceto para DIT, não está previsto.

Assim, para eventos do passado, ocorridos até setembro de 2021, nos termos da Resolução nº 927/2021, os ressarcimentos devem ser avaliados e recontabilizados de acordo com a regra posta na nova regulamentação em consonância ao que se aplicava no passado (precedentes), ou seja, deverão ser ressarcidas todas as restrições elétricas no limite dos contratos de comercialização. Para o ACL, processos administrativos serão julgados caso a caso, visto que a referida Resolução não aprovou o ressarcimento generalizado.

No que se refere ao futuro, eventos ocorridos após setembro de 2021, os ressarcimentos serão devidos após extrapolada uma franquia de horas anuais de energia restringida, que será definida anualmente, tendo sido 78, 58 e 61 em 2021, 2022 e 2023, respectivamente. As classificações sobre restrições no ONS foram alteradas, sendo algumas elegíveis com franquia, outras sem e outras não elegíveis. Sobre essa regra há ainda pontos que devem ser detalhados em regras e procedimentos da CCEE e ONS, respectivamente.

Em outubro de 2021, por meio do Despacho nº 3.080/2021, a ANEEL aprovou a Regra de Comercialização que estabelece o cálculo da energia não fornecida decorrente de *constrained-off* de usinas eólicas, referente ao período referido acima como passado. Considerando que a regra aprovada foi de encontro com o entendimento, principalmente de que fossem consideradas as restrições

energéticas para apuração do *constrained-off*, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) protocolou na ANEEL recurso administrativo requerendo:

- i. Reconhecimento de restrições energéticas;
- ii. Não limitação do reconhecimento no atendimento dos contratos de energia de reserva;
- iii. Reconhecimento da energia do PROINFA como energia do ACR para que haja direito de ressarcimento.

Até que se avalie o recurso, as regras podem ser aplicadas, recontabilizando a energia restringida por *constrained-off*.

Apesar da publicação do despacho, em função de correções e adaptações sistêmicas, a CCEE divulgou o comunicado (CÓ 970/22), apenas em 23/12/2022, informando cronograma de processamento dos ressarcimentos para usinas eólicas e também para as solares. Quando o regramento final para ambas as fontes for finalizado, aprovado e implantado, poderá haver novos reprocessamentos.

Para as fontes solares, o reprocessamento considerará a metodologia provisória aprovada pela ANEEL via Despacho nº 1.668/2022. A metodologia final para a fonte foi definida com a conclusão da Consulta Pública ANEEL nº 48/2022 e aprovação da Resolução Normativa nº 1.073/2023, que se destina às usinas solares despachadas centralizadamente ou em conjuntos que são considerados na programação pelo ONS.

Assim como no caso das eólicas, a regulação da ANEEL limita o pagamento da compensação aos geradores às situações classificadas como “Razão de indisponibilidade externa”. O gerador assume o risco até um limite temporal regulatório em que o evento é considerado ordinário. Essa “franquia” é atualmente de 30h e 30 min por ano.

Esta regra passará a valer de forma definitiva a partir de março de 2024 e espera-se uma demora no processamento e efeitos econômicos e financeiros devido a necessidade de aprovação das regras de comercialização que detalham o processo operacional realizado pela CCEE.

Em agosto de 2023, houve uma ocorrência de nível nacional “apagão”, que impactou em grande escala a geração de energia renovável, principalmente, no Nordeste brasileiro. Essa restrição, por decisões de segurança sistêmica do ONS, se manteve alta e frequente, tendo impactos até o momento.

Em função das restrições, que são *constrained-off* para usinas eólicas e solares, em outubro de 2023, a Associação Brasileira de Energia Eólica - "ABEEólica" e a Associação Brasileira de Energia Solar - "ABSOLAR", em conjunto com seus associados, ingressou com ação judicial e pedido liminar para revisão das normas atuais considerando principalmente a necessidade de ressarcimento de qualquer evento de *constrained-off*. Ainda em outubro de 2023, foi proferida decisão indeferindo o pedido liminar. Em função da negativa, em novembro de 2023, foi protocolado recurso de agravo de instrumento, o qual foi deferido.

Lastro de Energia de Reserva para usinas eólicas e solares

Em 15 de dezembro de 2020, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 909/2020, que, ao aprovar novas Regras de Comercialização de Energia Elétrica, introduziu, entre outras providências, a “Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia de Reserva”. Nesta condição, o caderno de Regras “Penalidade de Energia de Reserva” foi alterado a fim de contemplar a aplicação de penalidade para usinas eólicas e fotovoltaicas vencedoras de leilões de energia de reserva em caso de insuficiência de lastro de energia para cumprimento de seus contratos. Tal penalidade passará a ser calculada a partir de janeiro de 2022, sendo que os efeitos financeiros devem ser percebidos a partir de julho de 2022.

A Companhia, juntamente com outros agentes do setor e em nome da ABEEÓLICA e ABSOLAR, contratou um parecer jurídico-regulatório a fim argumentar que a decisão da ANEEL quanto a aplicação de penalidade por insuficiência de lastro não deve ocorrer para as usinas eólicas e fotovoltaicas, alegando principalmente que a Lei 10.848/2004 não impõe a obrigação de constituição de lastro de Energia de Reserva, pois sua função é garantir o fornecimento de energia elétrica.

Fruto da discussão jurídica, a ABEEÓLICA e ABSOLAR conjuntamente, representando a Companhia e outras associadas, impetraram requerimento administrativo com pedido de medida cautelar com vistas ao afastamento da exigência de lastro e de penalidades por insuficiência de lastro de energia de reserva de fontes eólica e solar, determinadas pela resolução em questão. Entretanto, a ANEEL votou “por não

conhecer, devido sua intempestividade e por protocolado em face de norma geral e abstrata” através do Despacho nº 661/2022, o qual as requerentes questionaram através de um pedido de reconsideração, igualmente indeferido.

Em dezembro de 2022, em decorrência do processo de apuração de lastro, a CCEE enviou aos agentes, incluindo a Companhia, Termos de Notificação de Sanção por Lastro de Energia. Foram recebidas Notificações para 3 usinas UFV Guaimbê I, EOL da Prata e EOL Ventos do Nordeste, totalizando R\$ 177 referente ao ano de 2021. Mais adiante, com a aquisição pela Companhia de novos ativos, fomos Notificados de suas penalidades em parte das usinas, sendo elas as eólicas Ventos De Santa Joana VI, Ventos De Santa Joana VIII, Ventos De Santa Joana XIV, Ventos De Santo Onofre I, Ventos De Santo Onofre III, Ventos De Santa Brigida I, Ventos De Santa Brigida II, Ventos De Santa Brigida III, Ventos De Santa Brigida IV, Ventos De Santa Brigida V, Ventos De Santa Brigida VI e Ventos De Santa Brigida VII, totalizando R\$ 650 para o mesmo período.

Considerando os documentos recebidos, contestamos as cobranças oficialmente através de solicitação à CCEE de recebimento da referida contestação, atribuindo a ela o efeito suspensivo que lhe é próprio. Assim, em janeiro de 2023, o Conselho de Administração da CCEE, após avaliar os fundamentos e razões de impugnação deliberou, em primeiro momento, pelo sobrestamento da análise da contestação do Termo de Notificação.

Em janeiro de 2023, a ABEEólica e a ABSOLAR, em continuidade ao trabalho jurídico de parecer, em conjunto com seus associados, protocolaram ação judicial para afastamento da indevida penalidade de lastro de energia de reserva. Em fevereiro de 2023, foi deferida a tutela de urgência requerida nos autos da Ação, onde a decisão é por suspender a exigência de lastro de energia de reserva, bem como qualquer contabilização, imputação, notificação (inclusive os Termos de Notificação relativos aos anos de 2021 e seguintes que tenham por fundamento essa a REN 909/2020), exigibilidade e/ou liquidação de penalidade por insuficiência de lastro para energia de reserva de fonte eólica e solar.

(c.3) Risco de alterações na legislação tributária do Brasil

Alterações na legislação tributária podem gerar eventuais impactos na Companhia e suas controladas. Estas alterações podem, por exemplo, incluir mudanças nas alíquotas dos tributos vigentes, instituição de novos tributos em caráter permanente ou temporário, supressão de benefícios fiscais, cuja arrecadação esteja associada a determinados propósitos governamentais específicos. Uma vez que algumas dessas medidas resultem em aumento da carga tributária, poderão influenciar a lucratividade e o resultado financeiro da Companhia e suas controladas. Somente a partir da divulgação do eventual ajuste fiscal é que a Companhia e suas controladas terão condições de avaliar eventuais impactos em seu negócio, inclusive no que se refere à manutenção de seus preços, seus fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade. Por fim, vale destacar que a reforma tributária (PEC 45/2019) aprovada em 2023 somente produzirá efeitos a partir de 2026, e após sua regulamentação através de leis complementares e ordinárias (com a definição da alíquota dos novos tributos, por exemplo), a Companhia poderá mensurar os impactos futuros.

(c.4) Risco de instabilidade cambial e econômica

Instabilidade econômica

Os resultados operacionais da Companhia e suas controladas são afetados pelo nível de atividade econômica no Brasil e no mundo. Uma diminuição da atividade econômica brasileira e mundial tipicamente resulta em redução dos eventos produtivos que, por sua vez, podem implicar na redução das atividades da Companhia e suas controladas. A desaceleração do crescimento do PIB brasileiro e mundial pode afetar os resultados operacionais da Companhia e suas controladas adversamente. A diminuição da atividade econômica resulta em redução dos eventos produtivos que podem por sua vez implicar na redução do consumo de energia, na redução da liquidez dos mercados de energia e na redução dos projetos de expansão para contratação de energia nova.

Instabilidade cambial

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo.

A desvalorização do Real em relação ao dólar pode criar pressão inflacionária adicional no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo, bem como afetar adversamente a Companhia.

(c.5) Risco socioambiental

A instalação e operação de empreendimentos voltados à geração de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais. Portanto, as atividades da Companhia e de suas controladas estão sujeitas a diversas leis e regulamentos ambientais que estabelecem padrões de qualidade e de proteção ambiental que devem ser respeitados e que, se violados, podem sujeitar os infratores às sanções administrativas, cíveis e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais.

Visando o cumprimento da legislação ambiental, a mitigação de eventuais impactos e a melhoria contínua de seus processos de controle, a Companhia mantém o certificado do Sistema de Gestão Ambiental em ISO 14001 para os ativos com no mínimo três anos em operação pela AES Brasil, sendo as usinas hidrelétricas, os parques solares e complexos eólicos Alto Sertão II e Ventus. Além disso, todos os empreendimentos em operação possuem licenças ambientais válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes. No que se refere à segurança das barragens, a Companhia realiza o monitoramento constante das estruturas de barragens das usinas e pequenas centrais hidrelétricas sob sua concessão, acompanhando o seu comportamento por meio de um conjunto de instrumentos para monitoramento estrutural (como pressão e vazão da água). A Companhia possui também um sistema operacional para situação de emergência (SOSEm), que define procedimentos e plano de comunicação no caso de enchentes e perigos de alagamento.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em passivos ambientais significativos pode ter um efeito adverso material sobre os negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. Há também a necessidade de reparação ou compensação do dano ambiental, se constatado. Em determinadas hipóteses previstas em lei, a ocorrência de eventos danosos ao meio ambiente e o descumprimento de normas e exigências podem se caracterizar como crime ambiental, ocasiões nas quais tanto a empresa quanto seus gestores podem ser responsabilizados.

As diretrizes ambientais adotadas pelas sociedades pertencentes ao grupo econômico da AES, incluindo as sociedades por ela controladas direta ou indiretamente, baseiam-se, entre outros, no princípio de prevenção, na responsabilidade social e no cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor em que atuam. O gerenciamento ambiental de todas as atividades das empresas do grupo AES no Brasil é realizado com foco na proteção ao meio ambiente, na prevenção à poluição, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, inclusive por meio da sua Política de Sustentabilidade, que consolida o compromisso das empresas do Grupo com o desenvolvimento sustentável e determina as diretrizes a serem incorporadas na gestão cotidiana dos negócios da AES, considerando de forma equilibrada aspectos econômicos, ambientais e sociais.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país incluindo em nosso Planejamento Estratégico e na gestão das práticas empresariais as diretrizes representadas por compromissos voluntários.

(c.6) Risco de obrigação de expansão

A controlada direta AES Operações possui obrigação prevista em seu Edital de Privatização e Contrato de Compra e Venda de Ações, de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração, dentro do

estado de São Paulo, em pelo menos 15% (398 MW) no período de oito anos a partir da assinatura do Contrato de Concessão. Há um acordo judicial assinado em outubro de 2018 com Governo de São Paulo, concedendo 6 anos para cumprir a obrigação, vide nota explicativa nº 1.5.

(c.7) Risco da escassez de vento

Esse risco decorre da possibilidade da falta de vento ocasionada por fatores naturais, o qual é minimizado em função das “jazidas de vento” do Brasil estarem entre as melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade, os ventos são considerados estáveis, diferentes de certas regiões da Ásia e dos Estados Unidos, sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências.

(c.8) Risco de concentração - Fornecedores

A concentração de fornecedores pode expor a Companhia e suas controladas a riscos financeiros significativos de crédito ou de desempenho. Muitas vezes a Companhia depende de um único fornecedor contratado ou de um pequeno número de fornecedores para o fornecimento de aerogeradores e outros serviços necessários à operação dos complexos. Se esses fornecedores não conseguem cumprir com as suas obrigações operacionais, a Companhia busca atender às suas necessidades comprando de outros fornecedores, a preços de mercado, se expondo à volatilidade dos preços e ao risco de não estarem disponíveis durante determinados períodos, o que poderia impactar negativamente a lucratividade e afetar os resultados operacionais, e a violação de acordos com outras contrapartes, incluindo, sem limitação, clientes ou credores. Qualquer falha de um fornecedor no cumprimento de suas obrigações contratuais poderá ter um efeito adverso relevante nos resultados financeiros da Companhia.

(c.9) Risco de mudanças climáticas

A Companhia e suas controladas possuem um portfólio diversificado (eólica, solar e hidro) e reconhecem que o meio ambiente e o uso sustentável dos recursos naturais são essenciais para a garantia das suas operações.

Com isto, avalia a forma como as alterações climáticas afetam os negócios da Companhia e suas controladas, considerando as alterações nos padrões do clima (riscos físicos) e transição acelerada para uma economia de baixo carbono.

Esses fatores são discutidos periodicamente pela Administração da Companhia, que em conjunto com a Diretoria de Estratégia e demais áreas, monitoram os cenários climáticos para verificação da exposição da Companhia e suas controladas a diferentes tipos de riscos, através de estudos que utilizam cenários projetados a longo prazo, que incluem preço e valor e avaliação de mudanças climáticas no portfólio de energia.

Em um projeto realizado por empresas especializadas para a AES Brasil, utilizando projeções dos impactos nas mudanças do clima no setor elétrico para os anos de 2030 e 2050, verificou-se que, mesmo para aqueles anos com tendência de variação na vazão histórica, não foram apontados riscos significativos em relação ao portfólio de geração de energia a longo prazo no Brasil, justificada, principalmente, pela resiliência do sistema devido à flexibilidade operacional de geração nas hidrelétricas.

32. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2023, a cobertura de seguros, considerada suficiente pela Administração da Companhia cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil, é resumida como segue:

Risco	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais	01/04/2023	01/04/2024	5.440.000
Riscos operacionais (Complexo Cajuina)	01/11/2023	01/11/2024	210.000
Seguro terrorismo	01/04/2023	01/04/2024	1.632.000
Vida em grupo	01/07/2023	30/06/2024	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.562
Responsabilidade civil geral	01/04/2023	01/04/2024	60.000
Riscos ambientais	01/04/2023	01/04/2024	10.000
Frota veículos - RCF	01/04/2023	14/12/2024	RCFV Garantia única R\$ 1.000
Responsabilidade civil de administradores- D&O	01/04/2023	01/04/2024	100.000
Responsabilidade civil de administradores- D&O (Complexo Tucano)	01/02/2023	01/02/2024	20.000
Seguro Viagem Nacional	21/01/2023	21/01/2024	80
Seguro Viagem Internacional (i)	21/01/2023	21/01/2024	250

(i) Importância segurada em Dólar

Os limites de proteção são compartilhados entre algumas empresas do Grupo AES Brasil, com exceção do seguro de frota veículos – RCF, que tem limite de proteção contratado individualmente por veículo. Para todos os seguros, o prêmio é pago individualmente por cada empresa, conforme o critério de rateio aplicável a cada apólice.

O seguro terrorismo é complementar ao seguro de riscos operacionais e faz parte do programa de proteção dos ativos do Grupo AES Brasil.

33. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa consolidado foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Compensações de PIS e COFINS	410	893	19.833	51.106
Compensações de IRPJ e CSLL	—	—	61	839
Compensações de ICMS	—	—	41.284	30.533
Total	410	893	61.178	82.478

A Companhia e suas controladas classificam os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adição de ativo imobilizado e intangível). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

	Controladora		Consolidado	
	2023	2022	2023	2022
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais	(173.768)	(105.664)	(398.067)	(139.566)
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	—	—	(437.146)	(306.980)
Total de pagamento de juros	(173.768)	(105.664)	(835.213)	(446.546)

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa da Companhia da atividade de investimento foram as seguintes:

	Consolidado	
	2023	2022
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	(74.944)	69.168
Total	(74.944)	69.168

A conciliação entre o passivo decorrente da atividade de financiamento e o fluxo de caixa é conforme a seguir:

Nota	Controladora			Consolidado			
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total	
Saldos em 31 de dezembro de 2021	650.116	157	650.273	6.216.521	1.227	6.217.748	
- Itens que afetam o fluxo de caixa							
Ingressos	1.300.000	—	1.300.000	4.247.905	—	4.247.905	
Pagamentos de principal	(689.578)	—	(689.578)	(944.917)	—	(944.917)	
Diferimento custos de transação	(8.247)	—	(8.247)	(75.484)	—	(75.484)	
Pagamento de encargos financeiros (i)	(105.664)	—	(105.664)	(139.566)	—	(139.566)	
Juros capitalizados	—	—	—	(306.980)	—	(306.980)	
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	—	(52.842)	(52.842)	—	(220.330)	(220.330)	
- Itens que não afetam o fluxo de caixa							
Efeito da aquisição dos Complexos Eólicos Vento de Araripe, Caetés e Cassino	—	—	—	1.272.337	—	1.272.337	
Encargos de dívida	150.057	—	150.057	601.667	—	601.667	
Variação monetária	—	—	—	134.960	—	134.960	
Variação cambial	1.859	—	1.859	(111.413)	—	(111.413)	
Prescrição de dividendos	—	(45)	(45)	—	(45)	(45)	
Destinação de dividendos	—	52.877	52.877	—	219.434	219.434	
Saldos em 31 de dezembro de 2022	1.298.543	147	1.298.690	10.895.030	286	10.895.316	
- Itens que afetam o fluxo de caixa							
Ingressos	15	571.113	—	571.113	1.168.104	—	1.168.104
Pagamentos de principal	15	(1.328)	—	(1.328)	(851.742)	—	(851.742)
Diferimento custos de transação		(324)	—	(324)	(9.739)	—	(9.739)
Pagamento de encargos financeiros (i)		(173.768)	—	(173.768)	(398.227)	—	(398.227)
Juros capitalizados	29	—	—	—	(437.146)	—	(437.146)
Pagamento de dividendos		—	(5)	(5)	—	(217.701)	(217.701)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa							
Encargos de dívida	15	201.961	—	201.961	1.052.502	—	1.052.502
Variação monetária	15	—	—	—	184.690	—	184.690
Variação cambial	15	(49.538)	—	(49.538)	(145.345)	—	(145.345)
Prescrição de dividendos		—	5	5	—	5	5
Destinação de dividendos		—	44.910	44.910	—	263.386	263.386
Saldos em 31 de dezembro de 2023		1.846.659	45.057	1.891.716	11.458.127	45.976	11.504.103

(i) Os encargos financeiros pagos são classificados como fluxos de caixa das atividades operacionais.

34. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2023, os compromissos contratuais da Companhia e suas controladas, não reconhecido nas demonstrações contábeis é demonstrado abaixo:

	Consolidado							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029 em diante	Total em 31 de dezembro de 2023	Total em 31 de dezembro de 2022
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	16.079	16.079	16.079	16.079	16.079	159.425	239.820	219.966
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD)	372.076	371.732	371.732	371.732	371.732	3.762.932	5.621.936	4.567.773
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	77.937	77.937	77.937	77.937	77.937	272.780	662.465	384.770
Encargos de conexão	7.910	7.910	7.910	7.910	7.910	59.168	98.718	90.714
Construção, modernização e manutenção de usinas	528.649	184.546	128.765	72.113	32.128	3.623	949.824	822.327
Fornecimento de turbinas eólicas	234.042	—	—	—	—	—	234.042	1.380.447
Contratos de compra de energia	508.548	237.617	14.869	3.737	535	—	765.306	843.295
Total	1.745.241	895.821	617.292	549.508	506.321	4.257.928	8.572.111	8.309.292

35. INVESTIMENTOS E GASTOS EM MEIO AMBIENTE

Do total de investimentos e despesas com meio ambiente em 31 de dezembro de 2023, R\$26.031 (R\$18.247 em 31 de dezembro de 2022) foram registrados no resultado do exercício e R\$6.417 foram registrados como ativo imobilizado. A política de capitalização das despesas é efetuada com base nas instruções gerais do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE.

	Consolidado	
	2023	2022
Licenciamento e programas ambientais	23.008	16.367
Gestão Operacional	—	8
Sistema de Gestão Ambiental (SGA)	3.023	1.872
Total	26.031	18.247

A controlada direta AES Operações segue num constante engajamento e responsabilidade com as questões ambientais e busca excelência e embasamento sólido para o planejamento de suas ações.

Em 2023, a controlada direta AES Operações realizou a auditoria de recertificação do sistema de gestão integrado na ISO 14001:2015 (Meio Ambiente) e na ISO 45001:2018 (Segurança e Saúde do Trabalho), ambas com escopo para usinas hidrelétricas, solares e eólica, e expandiu a certificação para o Complexo Eólico Ventus, garantindo assim a padronização dos processos relacionados à Saúde, Segurança do Trabalho e Meio Ambiente. Além disso, todas as usinas possuem licenças ambientais de operação válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes. O engajamento da controlada direta AES Operações na questão das mudanças climáticas tem sido crescente. Em 2023, manteve a publicação do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Registro Público de Emissões, respondeu o relatório CDP (Carbon Disclosure Project) Climate Change e Water Security e o Índice de Sustentabilidade (ISE) da B3, reportando informações relativas ao tema.

A controlada direta AES Operações desenvolve projetos que consolidam também seu engajamento nos esforços de restauração e preservação da biodiversidade, sendo eles:

- a. O programa de manejo de flora o qual garante a produção de 1 milhão de mudas de espécies arbóreas nativas em viveiro próprio, com sementes coletadas em matrizes selecionadas nas bacias hidrográficas onde seus reservatórios estão instalados, mantendo em média a variedade de 120 espécies distintas, garantindo a biodiversidade florestal. O programa ainda auxilia projetos de restauração ecológica através de apoio técnico no diagnóstico das áreas, na indicação de metodologias viáveis e, principalmente, com a disponibilidade de mudas de árvores nativas para os projetos;

b. O programa de repovoamento dos reservatórios que tem como objetivo manter a biodiversidade da ictiofauna nos reservatórios, bem como garantir a continuidade da atividade pesqueira pelas comunidades ribeirinhas. Dessa forma, mantém uma meta anual de produção de 2,5 milhões de alevinos de espécies nativas do rio Tietê nas unidades de hidrobiologia e aquicultura, localizadas na Usina Hidroelétrica Promissão e na Usina Hidroelétrica Barra Bonita, promovendo a reprodução de seis espécies nativas (pacu-guaçu, curimatá, dourado, piranjuba, tabarana e piapara), observadas durante o período da piracema (movimento migratório dos peixes em retorno às nascentes), as quais vêm apresentando registros de recuperação da população nos reservatórios;

c. O programa de monitoramento da qualidade da água é essencial para o entendimento da estrutura e funcionamento desses ecossistemas aquáticos e das variações espaciais e temporais de longo prazo, buscando verificar a produtividade biológica dos reservatórios, estado trófico e a qualidade da água, através da avaliação das variações sazonais de parâmetros físicos, químicos e biológicos;

d. O programa de monitoramento e conservação da fauna tem como objetivo caracterizar a fauna terrestre (mamíferos, aves, répteis e anfíbios), para a compreensão da situação atual, permitindo a avaliação das populações e do ecossistema.

O monitoramento e controle das bordas de reservatórios são realizados através de inspeções contínuas pela equipe técnica do Centro de Monitoramento de Reservatórios (CMR), por meio de sistema de detecção de mudanças, imagens de satélite, levantamentos aerofotogramétricos e fiscalizações de campo com equipe técnica especializada. O CMR utiliza sistemas e equipamentos de última geração, para mapeamento e cadastramento em campo, como sistema GIS e drones. O processo de restauração das bordas dos reservatórios vem sendo realizada por meio de reflorestamentos e pela remoção de ocupações irregulares.

Critérios mais restritivos vêm sendo inseridos nos contratos de promessa e de uso de bordas de reservatórios, com base na legislação ambiental pertinente e ainda visando à prevenção de processos de degradação e poluição ambiental.

36. EVENTOS SUBSEQUENTES

Captação de debêntures

Em 19 de janeiro de 2024, a controlada indireta Potengi Holdings S.A. emitiu debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, com garantia adicional fidejussória, sendo 76% garantida pela Companhia e 24% pela BRF S.A., no montante de R\$ 300.000, ao custo de IPCA + 7,3706% a.a. e prazo de 18 anos. A emissão tem por objetivo substituir parcialmente, com um custo de financiamento menor e um prazo maior, as notas comerciais captadas em 19 de dezembro de 2022, utilizadas para financiar a construção de 165,3 MW de capacidade instalada do Complexo Eólico Cajuína.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da AES Brasil Energia S.A. (“AES Brasil” ou Companhia”), dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, com base nos seus trabalhos, entrevistas e acompanhamentos realizados ao longo do exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, e nas informações e esclarecimentos dos auditores independentes e, ainda, considerando o Relatório, sem ressalvas, da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. (“EY”) no dia 26 de fevereiro de 2024, opina, por unanimidade, que as demonstrações contábeis e correspondentes notas explicativas, o relatório da administração e a proposta da administração da Companhia para a destinação do resultado, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, em todos os seus aspectos relevantes, estão em condições de serem disponibilizados para apreciação dos acionistas da Companhia quando da Assembleia Geral Ordinária.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2024

Raimundo Cláudio Batista
Membro e Presidente do Conselho Fiscal

Tiago Brasil Rocha
Membro do Conselho Fiscal

Lidiano de Jesus Santos
Membro do Conselho Fiscal

Aos Conselheiros de Administração da

AES Brasil Energia S.A.

Ref.: Relatório Anual do Comitê de Auditoria Estatutário

O Comitê de Auditoria Estatutário (“CAE” ou “Comitê”) é um órgão de caráter permanente, criado em 18 de dezembro de 2020, e previsto no art. 35 do Estatuto Social vigente da AES Brasil Energia S.A. (“Companhia”). O CAE busca as melhores práticas de governança corporativa, conforme recomendado pela Resolução nº 23 da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”), de 25/02/2021, em vigor desde 01/04/2021, e é vinculado diretamente ao Conselho de Administração da Companhia.

O CAE é composto por 3 membros, reeleitos pelo Conselho de Administração, em reunião realizada em 04 de maio de 2023, com efeitos a partir do deferimento da listagem da Companhia na B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão (“B3”) e da admissão das ações de emissão da Companhia no segmento da B3 denominado Novo Mercado, para um mandato unificado de 2 (dois) anos, admitindo-se a recondução para até dois mandatos sucessivos, observado o prazo máximo de 04 (quatro) anos para o exercício do cargo.

Todos os membros do CAE são independentes, dos quais 2 também são membros independentes do Conselho de Administração e 1 é membro externo. O Presidente do Comitê de Auditoria possui experiência em assuntos de contabilidade societária, é membro independente e não integra o Conselho de Administração.

Em reunião do Conselho de Administração realizada em 10 de fevereiro de 2021, foi aprovado o Regimento Interno do CAE (“Regimento”), o qual estabelece que o CAE tem por finalidade assessorar o Conselho de Administração no exercício de suas funções, atuando, entre outras matérias, principalmente sobre: (i) a contratação e avaliação de serviços de auditores independentes; (ii) a avaliação das informações trimestrais, demonstrações intermediárias e demonstrações financeiras anuais; (iii) o acompanhamento das atividades da auditoria interna e da área de controles internos; (iv) a avaliação e monitoramento das exposições a riscos pela Companhia; e (v) a avaliação e monitoramento das políticas internas, bem como recomendar aprimoramentos, quando necessário.

O Comitê reúne-se ordinariamente, no mínimo, a cada 2 (dois) meses e, extraordinariamente, sempre que necessário.

As atividades do Comitê baseiam-se nas informações recebidas da Administração, dos auditores independentes, da auditoria interna, dos responsáveis pelo gerenciamento de riscos e de controles internos e em suas análises decorrentes da sua atuação na supervisão e monitoramento.

O CAE possui dotação orçamentária anual, dentro dos limites aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

Resumo das atividades no Exercício Findo em 31/12/2023

No período de 24 de fevereiro de 2023, primeira reunião ordinária do CAE, a 26 de fevereiro de 2024, reunião ordinária do CAE que apreciou as Demonstrações Contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o CAE realizou 12 (doze) reuniões, que contemplaram diversos assuntos. Dentre as atividades realizadas no exercício de suas atribuições, destacam-se as seguintes:

- a. Acompanhamento do processo de elaboração das demonstrações contábeis e informações trimestrais, mediante reuniões com a administração da Companhia;
- b. Discussão dos procedimentos para a gestão de riscos operacionais e cibernéticos, acompanhamento do mapa de riscos classificados como Alto e Muito Alto;
- c. Acompanhamento dos trabalhos da área de ética e *compliance*, no tocante ao programa de *compliance*, recebimento, encaminhamento e monitoramento de denúncias, estatísticas e providências tomadas;
- a. Acompanhamento do Plano Anual de Atividades da Auditoria Interna, através do qual o CAE tomou conhecimento dos pontos de atenção e das recomendações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna, bem como fez o acompanhamento de providências saneadoras adotadas pela Administração;
- a. Acompanhamento dos trabalhos realizados pela área de controles internos, relacionados à avaliação da qualidade dos controles e a correção de eventuais deficiências identificadas e/ou implementação de melhorias, bem como os trabalhos realizados para a elaboração, atualização e manutenção das políticas da Companhia;
- b. Acompanhamento dos trabalhos realizados pela EY Auditores Independentes, empresa responsável pela auditoria das demonstrações financeiras relativas ao exercício social findo em

31 de dezembro de 2023, sobre a revisão das informações trimestrais e sobre a auditoria das demonstrações contábeis, discussão dos Principais Assuntos de Auditoria (PAA) e das recomendações e apontamentos nos relatórios de controles internos;

- C. Avaliação do sumário das transações com partes relacionadas da Companhia;
 - a. Realização de 4 reuniões conjuntas com o Conselho Fiscal;
 - b. Participação de reuniões com o Conselho de Administração para apresentar o sumário de atividades e proposta de orçamento anual, e
- C. Realização de 1 reunião com os Auditores Independentes, sem a presença de outros executivos e integrantes da administração da Companhia.

Recomendações à Administração da Companhia

Ao longo das reuniões realizadas, no período mencionado anteriormente, foram apresentadas recomendações para melhoria de políticas e de processos de controles e gestão dos negócios aos representantes das diversas áreas da Companhia.

Conclusões

Durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2023, os membros do CAE, considerando as atribuições e limitações inerentes ao escopo de sua atuação e com base nas análises, nos estudos e nos debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados, descritos anteriormente de forma sumarizada, concluíram que:

- (i) os processos de controles internos para a produção dos relatórios financeiros foram efetivos e as ações de prevenção e combate à fraude e corrupção foram adequadas;
- (ii) a Auditoria Interna teve orçamento financeiro compatível com a sua estrutura organizacional, permitindo um desempenho satisfatório de suas funções, com atuação independente.
- (iii) a Auditoria Independente foi efetiva e não reportou nenhuma ocorrência que pudesse comprometer sua independência;
- (iv) a gestão e o monitoramento dos principais fatores de riscos foram gerenciados pela Administração; e
- (v) as transações com partes relacionadas avaliadas e monitoradas no período atenderam à Política de Transações com Partes Relacionadas e foram registradas e divulgadas de forma adequada e tempestiva.

Entre as atividades realizadas pelo CAE durante o exercício social findo em 31 de dezembro de 2023 destacaram-se as atividades de monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras, dos controles internos, da conformidade e do gerenciamento de riscos, de forma a assegurar o equilíbrio, a transparência e a integridade das divulgações incluídas nessas demonstrações financeiras. Neste contexto, como resultado do trabalho de acompanhamento e supervisão, descritos anteriormente, os membros do CAE declaram que não foi identificada nenhuma situação de divergência significativa entre a Administração, os Auditores Independentes e os membros do CAE em relação às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

Os membros do CAE julgam, como resultado do trabalho de acompanhamento e supervisão, descritos anteriormente, que as Demonstrações Financeiras Auditadas, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, foram elaboradas de forma adequada e apresentam, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da AES Brasil Energia S.A. Os membros do CAE recomendam ao Conselho de Administração que aprove as referidas Demonstrações Financeiras Auditadas para serem divulgadas e submetidas à Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas.

O presente Relatório é emitido em observância ao previsto pelo inciso (vii), do item 1.4, do Regimento Interno do CAE, e conforme regra estabelecida pela CVM.

São Paulo, 26 de fevereiro de 2024.

Denise Damiani

Membro do Comitê de Auditoria e do Conselho de Administração

Charles Lenzi

Membro do Comitê de Auditoria e do Conselho de Administração

Mário Shinzato

Membro e Presidente do Comitê de Auditoria

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Contábeis

Os Diretores da AES Brasil Energia S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 37.663.076/0001-07, com sede na Avenida das Nações Unidas, 12.495, 12º andar, Condomínio Centro Empresarial Berrini, Brooklin Paulista, São Paulo, SP, Brasil, nos termos e para os fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80/2022, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório de Auditoria dos Auditores Independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S LTDA, bem como que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis da Companhia referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023.

São Paulo, 15 de fevereiro de 2024.

Diretores:

Rogério Pereira Jorge
Diretor-Presidente

Carlos Renato Xavier Pompermaier
Diretor Vice-Presidente

José Ricardo Elbel Simão
Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Os Diretores da AES Brasil Energia S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 37.663.076/0001-07, com sede na Avenida das Nações Unidas, 12.495, 12º andar, Condomínio Centro Empresarial Berrini, Brooklin Paulista, São Paulo, SP, Brasil, nos termos e para os fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80/2022, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório de Auditoria dos Auditores Independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S/S LTDA, bem como que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis da Companhia referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023.

São Paulo, 15 de fevereiro de 2024.

Diretores:

Rogério Pereira Jorge
Diretor-Presidente

Carlos Renato Xavier Pompermaier
Diretor Vice-Presidente

José Ricardo Elbel Simão
Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores