



# Release 4T23



**aes** Brasil

**AESB**  
B3 LISTED NM

**TELECONFERÊNCIA DE  
RESULTADOS 4T23**

27.02.2024  
10:00h (BRT) / 8:00h (EST)

Transmissão via Zoom  
Clique [aqui](#) para acessar

Slides da apresentação e áudio estarão  
disponíveis em: [ri.aesbrasil.com.br](http://ri.aesbrasil.com.br)

## DESTAQUES 2023

### CRESCIMENTO:

- **Evolução do parque gerador:** +827 MW de capacidade eólica operacional (obras de Tucano e Cajuína 1 100% entregues, Cajuína 2 com obras 94,5% concluídas), totalmente contratada em PPAs de longo prazo.
- **Comercial:** no 1T23, a AES Brasil firmou Acordo de Compra e Venda de Energia com Microsoft, para o fornecimento de 77 MWm por 15 anos, a partir de julho de 2024. O Projeto está em fase final de desenvolvimento no Complexo Eólico Cajuína 2.
- **Novo recorde de desempenho do varejista:** em 2023, a Companhia fechou contratos com 359 novos clientes na modalidade varejista, volume negociado de 34 MWm no ano. Assim, o portfólio da comercialização varejista acumula 447 clientes, totalizando 78 MWm de energia vendida.

### OPERAÇÕES:

- **Eólica:** crescimento de 107,9% no volume de geração em relação a 2022, reflexo da aquisição de Ventos do Araripe, Caetés e Cassino, em dezembro de 2022, e da entrada em operação comercial total de Cajuína 1 e faseada de Tucano e Cajuína 2.
- **Hídrica:** aumento de 45,2% no volume de geração, em função do ambiente de hidrologia favorável percebido durante todo o ano de 2023.

### FINANCEIRO:

- **Desalavancagem:** a AES Brasil encerrou 2023 com o indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado em 5,31x, marcando o início do ciclo de desalavancagem da Companhia, com a entrada em operação parcial dos projetos em construção.
- **Dividendos:** a administração da Companhia recomendou a distribuição de R\$ 44,9 milhões em dividendos relativos ao exercício social de 2023, a ser aprovado na Assembleia Geral Ordinária de 22 de abril de 2024. O valor total dos proventos equivale a um *payout* de 55,0% sobre o lucro líquido ajustado – conforme diretrizes da [Política de Dividendos](#).

## DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
Receita Líquida	760,8	973,6	28,0%	2.845,1	3.431,5	20,6%
Custo com Energia <sup>1</sup>	(254,8)	(289,1)	13,4%	(1.126,1)	(1.084,1)	-3,7%
Margem Líquida	505,9	684,5	35,3%	1.719,0	2.347,4	36,6%
EBITDA	359,9	511,1	42,0%	1.183,7	1.686,5	42,5%
Margem EBITDA (%)	47,3%	52,5%	5,2 p.p.	41,6%	49,1%	7,5 p.p.
Lucro Líquido	137,4	112,6	-18,0%	320,1	333,3	4,1%

1 – Inclui encargos setoriais e de transmissão.

Com o intuito de auxiliar investidores e analistas no processo de modelagem, a Companhia disponibiliza um arquivo Excel com o histórico dos [Dados Financeiros e Operacionais](#), além de um [Guia de Modelagem](#).

# Sumário

<b>DESTAQUES 2023</b> .....	<b>2</b>
DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS .....	2
<b>A AES BRASIL</b> .....	<b>4</b>
PERFIL CORPORATIVO .....	4
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (31 DE DEZEMBRO DE 2023) .....	4
PORTFÓLIO .....	5
<b>DESEMPENHO OPERACIONAL</b> .....	<b>7</b>
GERAÇÃO CONSOLIDADA .....	7
GERAÇÃO HÍDRICA .....	7
GERAÇÃO EÓLICA.....	9
GERAÇÃO SOLAR .....	10
<b>DESEMPENHO COMERCIAL</b> .....	<b>11</b>
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO .....	11
COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA .....	12
BALANÇO ENERGÉTICO – HÍDRICO.....	13
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO</b> .....	<b>14</b>
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA.....	14
CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS .....	15
EBITDA .....	16
RESULTADO FINANCEIRO .....	17
LUCRO LÍQUIDO .....	19
REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS.....	19
ENDIVIDAMENTO .....	19
INVESTIMENTOS.....	21
FLUXO DE CAIXA GERENCIAL .....	22
<b>PERFORMANCE ESG</b> .....	<b>23</b>
DIRETRIZES E COMPROMISSOS .....	23
<b>CONTEXTO REGULATÓRIO</b> .....	<b>24</b>
ABERTURA DO MERCADO (PORTARIA MME Nº 50/2022) .....	24
MARCO LEGAL DO HIDROGÊNIO VERDE (PROJETO DE LEI 2.308/2023).....	25
PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (PROJETO DE LEI 5.174/2023) .....	26
REGULAMENTAÇÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	26
<b>ANEXOS</b> .....	<b>27</b>
INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE .....	27
BALANÇO PATRIMONIAL E DRE .....	31
RESULTADOS POR FONTE 2023.....	32
ENDIVIDAMENTO .....	33
INDICADORES ESG .....	34

# A AES BRASIL

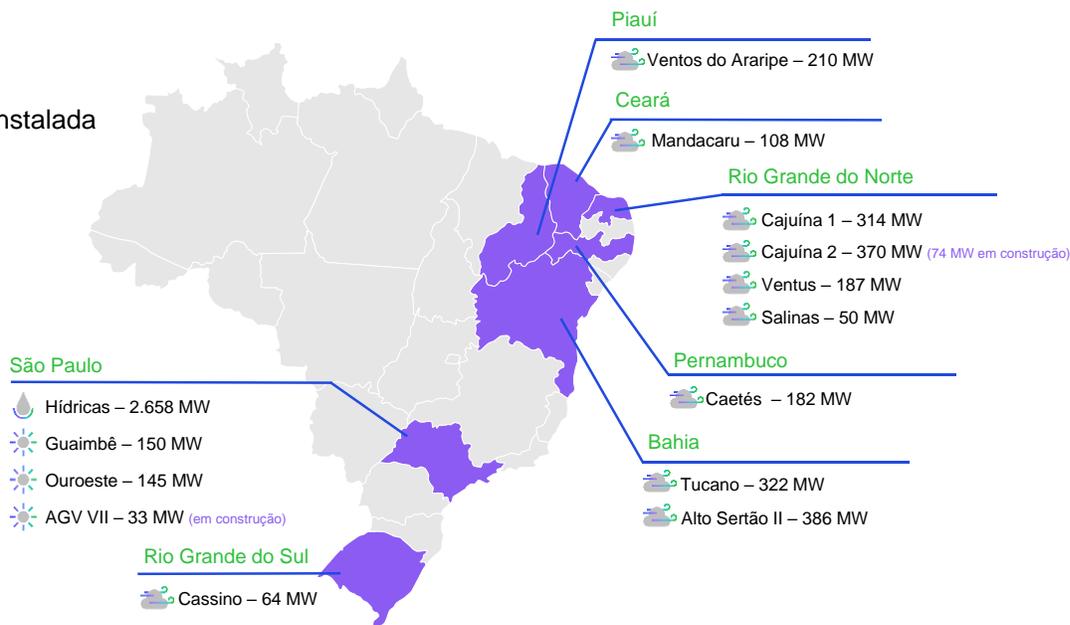
## PERFIL CORPORATIVO

A AES Brasil investe há 25 anos no país e é uma geradora de energia elétrica com portfólio diversificado. Possui **5,2 GW de capacidade instalada 100% renovável e totalmente contratada**, sendo 5,1 GW em operação e cerca de 0,1 GW em fase final de construção (Cajuína 2 e AGV VII).



**5,2 GW**

Capacidade instalada



Com vasta experiência na operação de ativos renováveis, a Companhia possui um elevado potencial de crescimento nos segmentos eólico e solar, com um **pipeline de projetos em diferentes fases de evolução que poderão adicionar até 4 GW de capacidade instalada** ao seu portfólio.

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (31 de dezembro de 2023)



1 – Participação indireta da The AES Corp via AES Holdings Brasil e AES Holdings Brasil II.

# PORTFÓLIO

## FUNTE EÓLICA

Complexos Eólicos	Contrato O&M	Fim do Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) <sup>1</sup>	Fim da Autoriz.
<b>OPERAÇÃO</b>					<b>1.823,5</b>	<b>852,2</b>	<b>812,3</b>				
<b>Alto Sertão II - BA</b>					<b>386,1</b>	<b>184,4</b>	<b>177,1</b>				
LER 2010	OSA GE	2024 a 2026	100%	2014	167,7	83,2	73,5	set/13	ago/33	260,72	2046
LEN 2011	OSAGE	2024 a 2026	100%	2015	218,4	101,2	103,6	jan/16	dez/35	195,76	2047
<b>Ventus - RN</b>					<b>187,1</b>	<b>65,8</b>	<b>58,3</b>				
LER 2009	FSA GE	2024	100%	2014	187,1	65,8	58,3	jul/12	jun/32	336,82	2045
<b>Mandacaru e Salinas - CE/RN</b>					<b>158,5</b>	<b>66,7</b>	<b>68,4</b>				
LER 2009	Interno	-	100%	2014	94,5	39,1	37,0	jul/12	jun/32	335,26	2045
LEN 2011	Interno	-	100%	2014	64,0	27,6	31,4	nov/14	ago/34	209,33	2047
<b>Novos Ativos - PI/PE/RS</b>					<b>455,9</b>	<b>228,9</b>	<b>229,4</b>				
Ventos do Araripe - LER 13	Interno	-	100%	2015	210,0	110,0	108,3	set/15	ago/35	197,29	2049
Caetés - LER 13	OSA GE	2025	100%	2016	181,9	94,7	94,7	set/15	ago/35	208,07	2049
Cassino - LFA 10	FSA SGRE	2025	100%	2015	64,0	24,2	26,4	jan/15	dez/34	296,19	2046
<b>Cajuína 1 - RN</b>					<b>313,5</b>	<b>159,3</b>	<b>149,1</b>				
PPA Minasligas	FSA Nordex	-	100%	2023	45,6	22,9	21,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Ferbasa	FSA Nordex	-	100%	2023	165,3	83,7	80,0	jan/24	dez/43	-	2055
PPA Copel	FSA Nordex	-	100%	2023	11,4	6,1	4,0	jan/23	dez/35	-	2055
PPA BRF (autoprodução) - Cajuína 1	FSA Nordex	-	76%	2023	91,2	46,6	44,1	jan/24	dez/38	-	2055
<b>Tucano - BA</b>					<b>322,4</b>	<b>147,1</b>	<b>130,0</b>				
PPA Unipar I (autoprodução)	FSA SGRE	2028	50%	2023	155,0	71,5	60,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Anglo American	FSA SGRE	2028	100%	2023	167,4	75,6	70,0	jan/22	dez/36	-	2055
<b>EM CONSTRUÇÃO</b>					<b>370,5</b>	<b>191,0</b>	<b>152,9</b>				
<b>Cajuína 2 - RN</b>					<b>370,5</b>	<b>191,0</b>	<b>152,9</b>				
PPA BRF (autoprodução) - Cajuína 2	FSA Nordex	-	76%	2023	74,1	37,9	35,9	jan/24	dez/38	-	2055
PPA Unipar III (autoprodução)	FSA Nordex	-	90%	2023	91,2	44,2	40,0	jan/24	dez/43	-	2055
PPA Microsoft	FSA Nordex	-	100%	2024e	153,9	79,7	77,0	jul/24	jul/39	-	2055
Capacidade Adicional	-	-	100%	-	51,3	29,2	-	-	-	-	-

1 – Data base: dezembro/23. Preço bruto de impostos.

## FUNTE SOLAR

Complexos Solares	Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) <sup>1</sup>	Fim da Autoriz.
<b>OPERAÇÃO</b>				<b>295,1</b>	<b>64,9</b>	<b>65,3</b>				
<b>Guaimbê – SP</b>				<b>150,0</b>	<b>29,5</b>	<b>29,5</b>				
LER 2014	Interno	100%	2018	150,0	29,5	29,5	out/17	set/37	365,90	2050
<b>Ouroeste – SP</b>				<b>145,1</b>	<b>35,4</b>	<b>35,8</b>				
Boa Hora – LER 2015	Interno	100%	2019	69,1	15,9	15,9	nov/18	out/38	440,32	2051
Água Vermelha – LEN 2017	Interno	100%	2019	76,0	19,5	19,9	jan/21	dez/40	191,89	2053
<b>EM CONSTRUÇÃO</b>				<b>33,2</b>						
AGV VII - SP	Interno	100%	2024	33,2	-	-	-	-	-	-

1 – Data base: dezembro/23. Preço bruto de impostos.

## FONTE HÍDRICA

Usinas Hidrelétricas	Localização (Estado)	Bacia Hidrográfica	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física (Bruta, MWm)	Vencimento da Concessão
Água Vermelha	SP	Rio Grande	1.396,2	694,5	ago/32
Bariri	SP	Tietê	143,1	59,6	jul/32
Barra Bonita	SP	Tietê	140,8	46,7	mai/32
Caconde	SP	Rio Grande	80,4	32,5	mai/32
Euclides da Cunha	SP	Rio Grande	108,8	47,1	jun/32
Ibitinga	SP	Tietê	131,5	66,8	ago/32
Limoeiro	SP	Rio Grande	32,0	14,3	jul/32
Nova Avanhandava	SP	Tietê	347,4	125,5	mai/32
Promissão	SP	Tietê	264,0	93,9	set/32
PCH Mogi	SP	Mogi Guaçu	7,2	4,0	jul/32
PCH S. Joaquim	SP	Mogi Guaçu	3,0	1,3	jun/36
PCH S. José	SP	Mogi Guaçu	4,0	1,6	jun/36
<b>Total Portfólio Hídrico</b>			<b>2.658,4</b>	<b>1.187,8</b>	

## PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

### Complexo Eólico Cajuína (684 MW) - Rio Grande do Norte

Durante o 4T23, o Complexo Eólico Cajuína 1, com capacidade instalada de 314 MW, iniciou sua operação comercial total. Este complexo passa a suprir energia para Minasligas, Ferbasa, Copel e BRF por meio de contratos de longo prazo (duração média dos PPAs de 18,3 anos).

O Complexo Eólico Cajuína 2, com capacidade instalada total de 370 MW, está com 94,5% da construção concluída. Destacamos a entrada em operação de 52 dos 65 aerogeradores que compõem o parque. Estas 52 turbinas (296 MW de capacidade) estão conectadas à Subestação Caju, que também conecta todas as máquinas de Cajuína 1. As demais 13 máquinas (74 MW) serão conectadas à Subestação Castanha, prevista para ser concluída no primeiro semestre de 2024.

### Complexo Eólico Tucano (322 MW) - Bahia

No Complexo Eólico Tucano, todos os 52 aerogeradores foram comissionados e possuem autorização para operação comercial. Este complexo passa a suprir energia para Unipar e Anglo American por meio de contratos de longo prazo (duração média dos PPAs de 17,4 anos).

Até fevereiro de 2024, 36 máquinas estavam em operação comercial e 16 estão em *retrofit* de alguns componentes. Todas as questões mapeadas durante a construção e comissionamento estão atualmente em fase final de correção, com a equipe focada em garantir que todas as adequações necessárias sejam realizadas pelo fornecedor. A estimativa é que o parque alcance plena capacidade operacional ao longo do primeiro semestre de 2024.

### Parque Solar AGV VII (33 MW) – São Paulo

A AES Brasil está construindo o Parque Solar AGV VII em um território adjacente aos complexos solares Boa Hora e Água Vermelha, em operação desde 2019. O projeto possui capacidade instalada de 33 MW, Capex projetado de R\$ 162,4 milhões e entrada em operação estimada para o 2S24.

Para retornar ao Índice do documento, clique [aqui](#).

# DESEMPENHO OPERACIONAL

## GERAÇÃO CONSOLIDADA

Geração (GWh)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>TOTAL</b>	<b>2.997,5</b>	<b>4.877,7</b>	<b>62,7%</b>	<b>11.351,1</b>	<b>17.661,3</b>	<b>55,6%</b>
Hídricas	2.082,7	3.239,0	55,5%	8.398,6	12.197,2	45,2%
Eólicas	753,5	1.495,3	98,4%	2.358,7	4.903,5	107,9%
Solares	161,3	143,5	-11,1%	593,9	560,6	-5,6%

## GERAÇÃO HÍDRICA

### Estrutura do Sistema

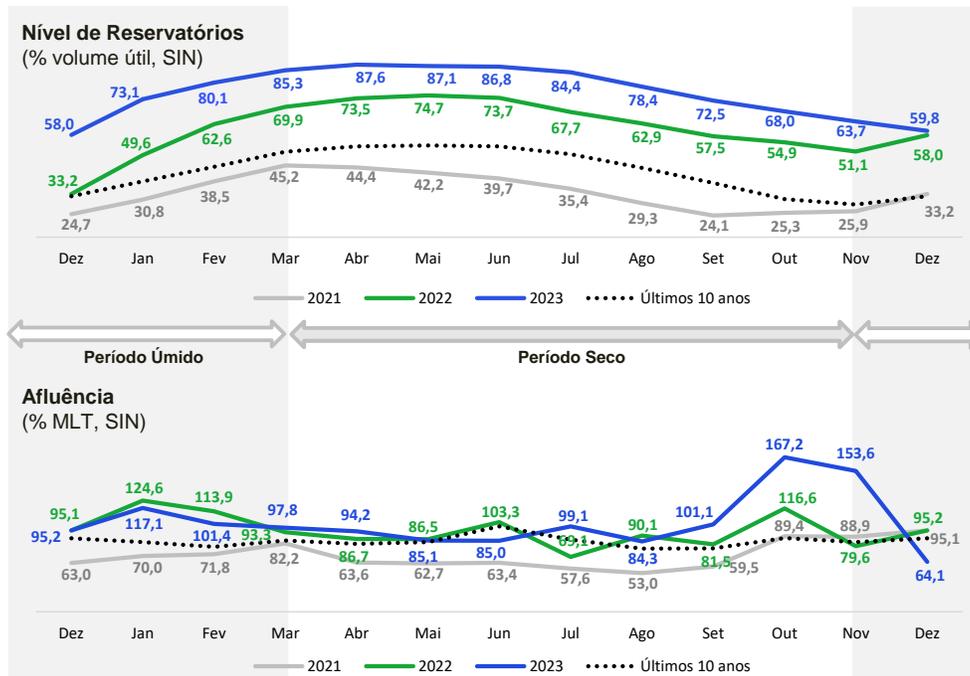
A receita decorrente da geração hídrica está relacionada à estratégia de alocação de energia adotada pela Companhia, e não diretamente ao seu volume de geração, uma vez que as hidrelétricas fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), instrumento de compartilhamento do risco hidrológico. Para 2023, a AES Brasil adotou a estratégia de seguir a alocação do MRE entre os meses do ano. **As usinas da AES Brasil representam, aproximadamente, 2% de toda a garantia física hídrica que compõe o MRE.**

O despacho das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e **foi maior no 4T23 e 2023**, se comparado aos mesmos períodos de 2022, em decorrência dos níveis de reservatórios mais altos na comparação entre os períodos.

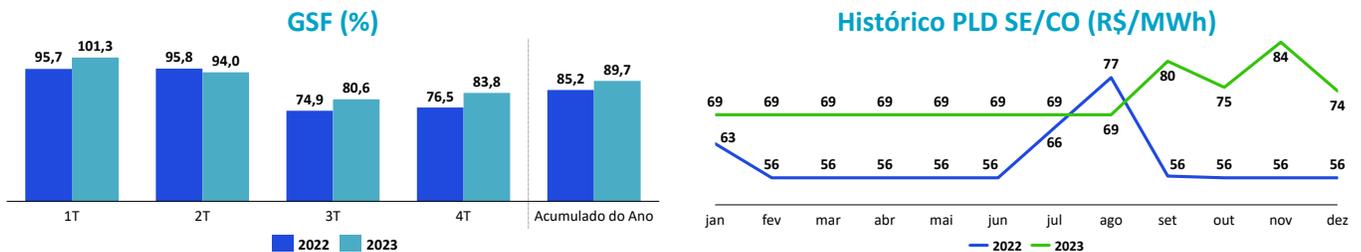
A **afluência média do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de 117,4% da MLT<sup>1</sup> no 4T23 e 101,6% em 2023** (vs 96,0% no 4T22 e 97,7% em 2022). Como resultado de um longo período com chuvas próximas à MLT, os reservatórios do Brasil registraram altos níveis de volume útil nos períodos (média de 63,8% no 4T23 e 77,2% ao longo de 2023), acima da média dos mesmos períodos do ano anterior (54,7% no 4T22 e 63,0% em 2022) e da média histórica dos últimos 10 anos.

De acordo com ONS, a **carga média de energia do SIN atingiu 75,9 GWm no 4T23**, aumento de 9,6% em relação ao 4T22, e **72,1 GWm em 2023**, aumento de 3,4% vs 2022, reflexo da retomada gradual da atividade econômica combinada com o fenômeno El Niño, que resultou em altas temperaturas no período.

<sup>1</sup> Média de Longo Termo.



Como consequência do cenário hidrológico mencionado, o **GSF** foi de **83,8%** no 4T23 e **89,7%** em 2023 (vs 76,5% no 4T22 e 85,2% em 2022). No ano, o **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 72,16/MWh, 4,5% acima do o limite inferior estabelecido pela ANEEL para o período (R\$ 69,04/MWh).



O **PLD horário** apresentou forte descolamento frente ao piso durante algumas horas ao longo do 2S23, o que não ocorria desde setembro de 2022. Os principais fatores que, combinados, levaram a esta elevação foram:

- i. Altas temperaturas, em função do fenômeno El Niño;
- ii. Necessidade de térmicas para suprimento de potência, especialmente nos momentos de pico de carga, decorrente: (i) da baixa geração das usinas hidrelétricas da região amazônica, principalmente usinas a fio d'água, também em decorrência do El Niño; (ii) da geração eólica menor em determinados períodos, principalmente no fim da tarde e início da noite, quando a demanda ainda é elevada e a geração solar cessa, aliada à restrição do limite de escoamento das linhas de transmissão; e (iii) da parada para manutenção de usinas termelétricas relevantes, como Angra I e II, com capacidade instalada de 640 MW e 1.350 MW, respectivamente.

Para 2024, a Aneel definiu o PLD mínimo em R\$ 61,07/MWh. Além disso, foram estabelecidos os valores máximos de R\$ 716,80/MWh para o PLD estrutural e R\$ 1.470,57/MWh para o PLD horário.

## Procedimentos Operativos ONS Pós Apagão

Em 15 de agosto, uma falha no SIN causou um apagão que afetou todos os estados, exceto Roraima (que não é conectado ao sistema), acarretando uma interrupção equivalente a 25% da demanda total. O relatório final do ONS apontou desempenho aquém do esperado dos equipamentos de controle de tensão em usinas eólicas e solares no Ceará como a causa, desconectando as regiões Norte e Nordeste das Sul e Sudeste.

Neste cenário, o ONS adotou uma abordagem mais conservadora na operação do sistema, reduzindo de 13 GWm para 8 GWm o limite de carga nas linhas de transmissão que levam energia das regiões Norte e Nordeste para os centros de consumo do Sul e Sudeste. A partir de setembro, o ONS manteve o limite de carga em 10,8 GWm.

O retorno ao limite anterior está sujeito à implementação das correções e ajustes recomendados pelo ONS a determinados agentes, as quais ainda não foram realizadas até a elaboração deste documento.

## Desempenho AES Brasil

Como reflexo da maior afluência e da recuperação dos reservatórios do sistema para níveis acima da média, o **volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da AES Brasil atingiu 3.239,0 GWh no 4T23 e 12.197,2 MWh em 2023**, 55,5% e 45,2% acima do registrado no 4T22 e em 2022, respectivamente.

No caso das usinas participantes do MRE, um dos principais balizadores do desempenho operacional é o índice de disponibilidade<sup>2</sup>. As usinas hidrelétricas da AES Brasil apresentaram **disponibilidade média de 92,4% no 4T23 e 92,0% em 2023**.

Importante mencionar que, no início do 4T23, a Companhia registrou uma falha em 1 das 3 turbinas da UHE Promissão, o que representa cerca de 2,6% da garantia física total do portfólio hídrico. A falha não resultou em danos significativos à máquina, e nenhum acidente envolvendo colaboradores da Companhia foi registrado. A operação da turbina foi interrompida, e o reparo está em andamento, com previsão de conclusão no 3T24.

Para tabela com maiores detalhes da geração hidrelétrica por usina nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

## GERAÇÃO EÓLICA

A **geração eólica bruta foi de 1.495,3 GWh no 4T23 e 4.903,5 GWh em 2023, aumento de 98,4% e 107,9%** quando comparada ao ano anterior (753,5 GWh no 4T22 e 2.358,7 GWh em 2022).

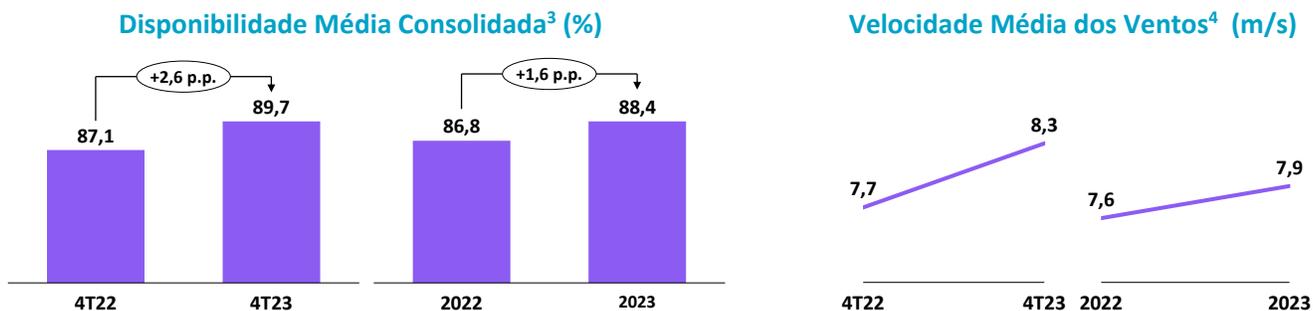
O aumento em ambos os períodos é explicado, principalmente: (i) pela geração dos 3 novos complexos eólicos (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino), que foram adicionados ao portfólio da Companhia a partir de dezembro de 2022 e que, juntos, contribuíram com uma geração bruta de 435,8 GWh no 4T23 e 1.656,0 GWh em 2023; e (ii) pela entrada em operação faseada de Tucano e Cajuína, que, em conjunto, totalizaram 464,3 GWh no 4T23 e 984,6 GWh de energia gerada em 2023.

Além disso, o melhor desempenho da geração eólica é resultado da maior velocidade média dos ventos entre os períodos (8,3 m/s no 4T23 e 7,9 m/s em 2023 vs 7,7 m/s no 4T22 e 7,6 m/s em 2022), com destaque para o aumento da velocidade média em Ventos do Araripe (+17,2% no trimestre e +20,6% no ano). A disponibilidade média consolidada dos parques também desempenhou um papel significativo no crescimento da geração,

<sup>2</sup> Indicador que considera a disponibilidade das Unidades Geradoras (UGs), estando ela conectada ao sistema ou parada disponível. Verifica o tempo (em horas) que a Unidade Geradora está disponível e a qualidade da disponibilidade.

registrando um aumento de 2,6 p.p. no trimestre e 1,6 p.p. no ano, com destaque para o incremento na disponibilidade média de Mandacaru (+4,5 p.p. entre trimestres e +5,8 p.p. no ano) e Ventos do Araripe (+2,3 p.p. entre trimestres e no ano).

É importante ressaltar a incidência de *curtailment* registrada no portfólio eólico da Companhia, situado principalmente na região Nordeste, totalizando 82,1 GWh no 4T23 e 287,3 GWh em 2023. O *curtailment* registrado no ano concentrou-se majoritariamente no segundo semestre, em decorrência do apagão ocorrido em agosto de 2023 e das medidas operativas adotadas pelo ONS como resposta a esse evento.



Para tabela com maiores detalhes da geração eólica por complexo nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

## GERAÇÃO SOLAR

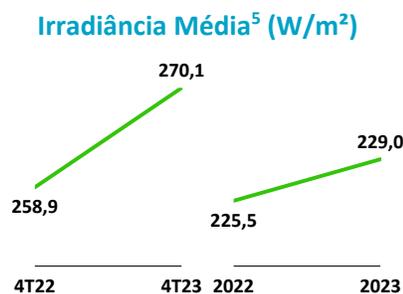
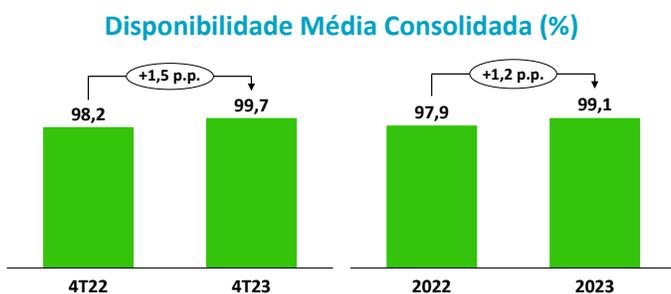
Os complexos solares registraram **geração bruta de 143,5 GWh no 4T23**, redução de 11,1% em relação ao 4T22 (161,3 GWh), e 560,6 GWh em 2023, redução de 5,6% em relação a 2022 (593,9 GWh).

De forma geral, os indicadores operacionais dos Complexos apresentaram uma evolução positiva no 4T23 e ao longo de 2023, quando comparados com os mesmos períodos do ano anterior. A disponibilidade média consolidada atingiu 99,7% no 4T23 e 99,1% em 2023, representando um aumento de 1,5 p.p. em relação ao 4T22 e 1,2 p.p. em relação ao ano de 2022. Destaque para o desempenho dos Complexos Solares Boa Hora e Guaimbê, que registraram 100,0% e 99,9% de disponibilidade no trimestre, respectivamente, e mantiveram a disponibilidade acima dos 99% ao longo de 2023. Além disso, a irradiância registrada em 2023 foi maior em 4,3% no trimestre e 1,5% no ano, quando comparada aos mesmos períodos do ano anterior. Ainda, é importante destacar que as temperaturas acima da média registradas nos últimos meses do ano influenciaram a eficiência dos módulos, afetando o volume de energia gerado no período.

Adicionalmente, a incidência de *curtailment* no portfólio solar da Companhia totalizou 8,0 GWh no 4T23 e 18,0 GWh em 2023. As definições das regras de ressarcimento aos geradores solares afetados ainda não foram regulamentadas pela Aneel.

<sup>3</sup> Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada ativo e a internalização do indicador das limitações de potência (parâmetro utilizado para a proteção de um equipamento quando apresenta algum dano). Não considera Tucano e Cajuína, pois estão parcialmente em operação.

<sup>4</sup> Velocidade média dos ventos ponderada pela capacidade instalada dos parques. Não considera Tucano e Cajuína, pois estão parcialmente em operação.



Para tabela com maiores detalhes da geração solar por complexo nos períodos referenciados, clique [aqui](#).

## DESEMPENHO COMERCIAL

### NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO

Dados em MWm	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Recursos Totais (A)</b>	<b>2.164</b>	<b>2.184</b>	<b>2.185</b>	<b>2.186</b>	<b>2.187</b>	<b>2.187</b>	<b>2.187</b>
Garantia Física Hídrica	1.149	1.148	1.149	1.150	1.151	1.151	1.151
Garantia Física Eólica e Solar	1.014	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036
<b>Vendas no ACR (B)</b>	<b>596</b>						
<b>Vendas no ACL (C)</b>	<b>1.380</b>	<b>1.321</b>	<b>1.118</b>	<b>925</b>	<b>797</b>	<b>628</b>	<b>619</b>
Portfólio Hídrico	1.823	1.410	1.132	939	772	603	593
Compras para Revenda	-801	-491	-416	-416	-377	-377	-377
Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	357	402	402	402	402	402	402
<b>Vendas Totais (D = B + C)</b>	<b>1.976</b>	<b>1.917</b>	<b>1.714</b>	<b>1.521</b>	<b>1.393</b>	<b>1.225</b>	<b>1.215</b>
<b>Hedge GSF (E)</b>	<b>123</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>173</b>	<b>173</b>	<b>173</b>
<b>Energia Descontratada (A - D - E)</b>	<b>65</b>	<b>95</b>	<b>298</b>	<b>492</b>	<b>621</b>	<b>789</b>	<b>799</b>
Convencional	0	12	179	351	400	551	551
Incentivada	65	82	119	141	221	238	248
<b>Nível de Contratação Total do Portfólio</b>	<b>97%</b>	<b>95%</b>	<b>85%</b>	<b>76%</b>	<b>69%</b>	<b>61%</b>	<b>60%</b>
<b>Nível de Contratação Hídrico</b>	<b>100%</b>	<b>94%</b>	<b>73%</b>	<b>53%</b>	<b>40%</b>	<b>23%</b>	<b>22%</b>

Dados em R\$/MWh <sup>1</sup> (data base: dez/23)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Preço Médio de Venda</b>	<b>187</b>	<b>194</b>	<b>192</b>	<b>196</b>	<b>198</b>	<b>203</b>	<b>203</b>
ACR	248	248	248	248	248	248	248
ACL - Portfólio Hídrico	166	169	158	160	157	158	157
ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	196	203	203	204	204	205	206

1 – Preços médios brutos de PIS/COFINS: 9,25% para o ACL Portfólio hídrico e 3,65% para o ACR e o ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína). Não incluem ICMS e encargos setoriais (P&D e CFURH), que são de responsabilidade do vendedor, vigentes e regulamentados na data referenciada. Para mais informações, consulte nosso Guia de Modelagem.

É importante destacar que a AES Brasil tem por estratégia a contratação máxima de seu portfólio hídrico até sua expectativa de GSF para o ano, deixando um volume para o mecanismo de **hedge contra o GSF**. Neste sentido, a

<sup>5</sup> Irradiância média ponderada pela capacidade instalada dos parques.

Companhia já possui esta estratégia equacionada para o curto e médio prazo, e trabalha continuamente para a manutenção e adequação desta estratégia, especialmente a partir do seu braço de comercialização.

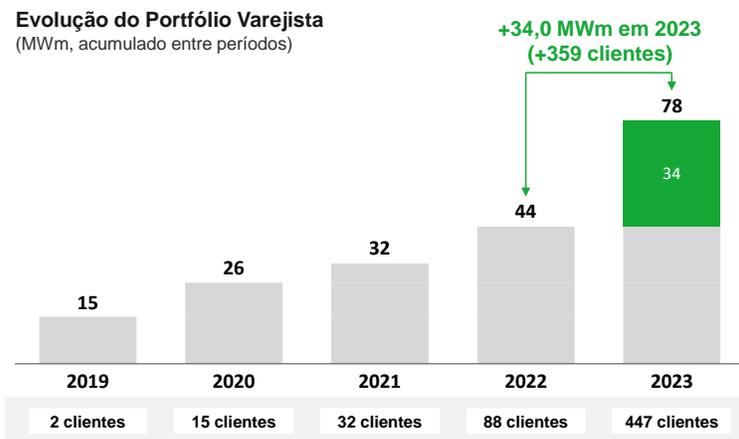
## COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA

A Companhia destaca sua atuação no mercado varejista, mantendo-se consistentemente entre os três principais agentes do país.

No 4T23, a AES Brasil fechou contratos com 65 novos clientes, representando um volume negociado de 3,5 MWm. Ao longo do ano, o braço varejista da Companhia comercializou um total de 34,0 MWm em contratos com 359 novos clientes, um crescimento expressivo se comparado à carteira de clientes ao final de 2022.

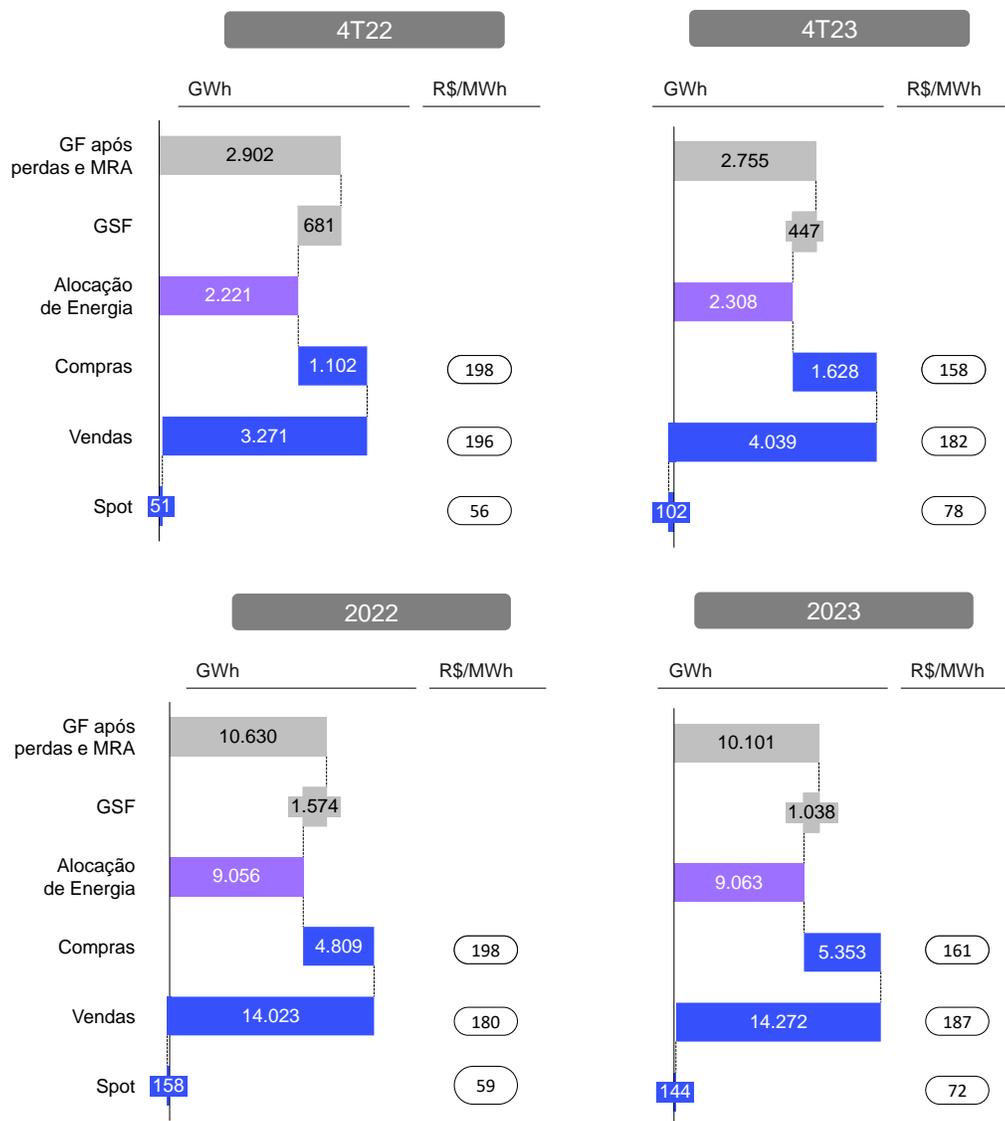
Com isso, o portfólio varejista da AES Brasil acumula 447 clientes distribuídos em 927 unidades consumidoras, totalizando 77,9 MWm de energia vendida desde o início de sua atuação em 2019 – crescimento de 77,2% se comparado ao final de 2022 (44,0 MWm).

Com o objetivo de manter uma posição competitiva neste mercado, a Companhia promove colaborações estratégicas com parceiros selecionados, estabelecendo uma maior proximidade com o cliente final. Adicionalmente, busca simplificar e desburocratizar o acesso ao mercado livre, oferecendo facilidade para que seus clientes possam obter a energia que atenda ao seu perfil de consumo.



## BALANÇO ENERGÉTICO<sup>6</sup> – Hídrico

Para os anos de 2022 e 2023, a **Companhia adotou a estratégia de seguir à alocação do MRE**. A seguir, destacamos o balanço energético hídrico dos períodos:



Para retornar ao Índice do documento, clique [aqui](#).

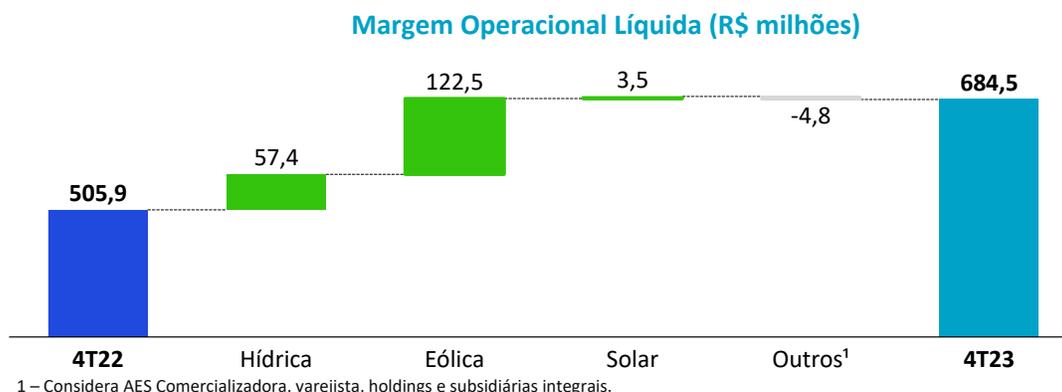
<sup>6</sup> Balanço gerencial, considerando operações *intercompany*.

# DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

## RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 973,6 milhões no 4T23, aumento de 28,0% em comparação ao 4T22 (R\$ 760,8 milhões). A **margem operacional líquida<sup>7</sup> totalizou R\$ 684,5 milhões no 4T23**, incremento de 35,3% vs o 4T22, refletindo:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 57,4 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com destaque para o aumento de 23,5% no volume de energia vendida e para a redução de 20,5% no preço médio de compra no 4T23.
- **Eólica:** aumento de R\$ 122,5 milhões, reflexo: (i) da aquisição dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino, que passaram a compor os resultados em dezembro de 2022; (ii) do início faseado da operação comercial de Tucano e Cajuína; e (iii) do recebimento de R\$ 47,4 milhões referentes à compensação por atraso previsto nos contratos de construção e fornecimento de turbinas para os complexos em desenvolvimento, conforme penalidades estipuladas nos contratos. Tais efeitos foram parcialmente compensados pela maior incidência de *curtailment* (82,1 GWh no 4T23 vs 4,0 GWh no 4T22).
- **Solar:** aumento de R\$ 3,5 milhões, reflexo da atualização anual dos contratos regulados pela inflação e do recebimento de R\$ 2,0 milhões referente à compensação pelo não cumprimento do cronograma de construção acordado para as obras de AGV VII.



Em 2023, a receita operacional líquida totalizou R\$ 3.431,5 milhões, aumento de 20,6% comparado a 2022. A **margem operacional líquida<sup>8</sup> da AES Brasil totalizou R\$ 2.347,4 milhões em 2023**, crescimento de 36,6% vs 2022, em função:

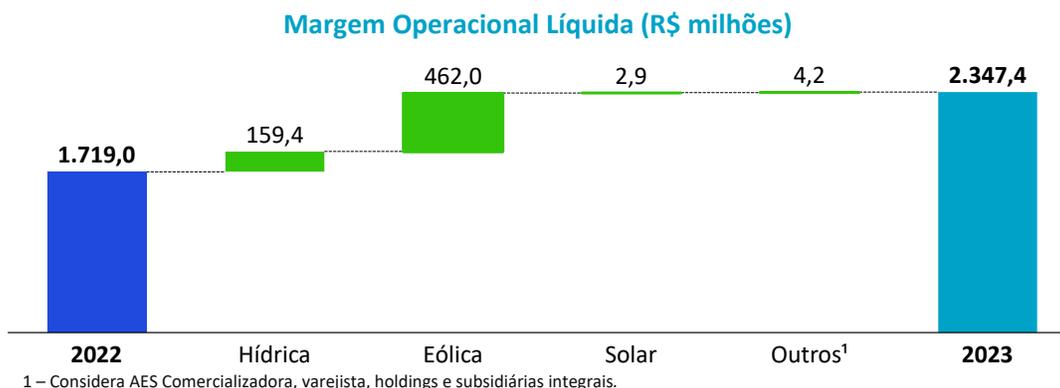
- **Hídrica:** aumento de R\$ 159,4 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com maior volume vendido no período a um preço médio superior em 4,2%, aliado à redução de 18,6% do preço médio de compra de energia.
- **Eólica:** aumento de R\$ 462,0 milhões, reflexo da aquisição dos novos complexos eólicos (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino) e do início faseado da operação comercial de Tucano e Cajuína,

<sup>7</sup> Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

<sup>8</sup> Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

parcialmente compensado pela maior incidência de *curtailment* em todos os ativos, reflexo das limitações da malha de transmissão e restrições do ONS.

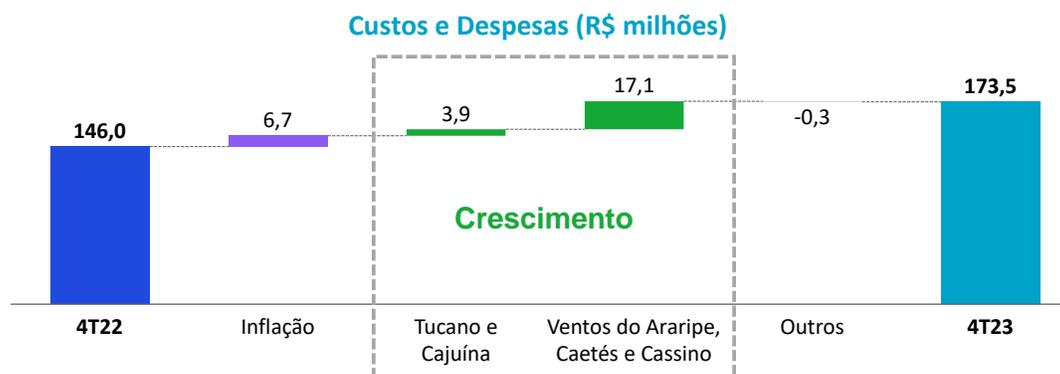
- **Solar:** aumento de R\$ 2,9 milhões, reflexo da atualização anual do preço dos contratos regulados por inflação.
- **Outros:** aumento de R\$ 4,2 milhões, reflexo da performance da AES Comercializadora, que iniciou suas atividades no segundo semestre de 2022.



## CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 173,5 milhões no 4T23, 18,8% superior ao mesmo período do ano anterior (R\$ 146,0 milhões). A variação é explicada por:

- **Inflação:** correção dos custos e despesas pela inflação do período. Importante destacar que todos os PPAs da Companhia (ACR e ACL) também são corrigidos anualmente pela inflação.
- **Crescimento:** despesas relacionadas aos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, além dos ativos incorporados ao portfólio em dezembro de 2022 (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino).



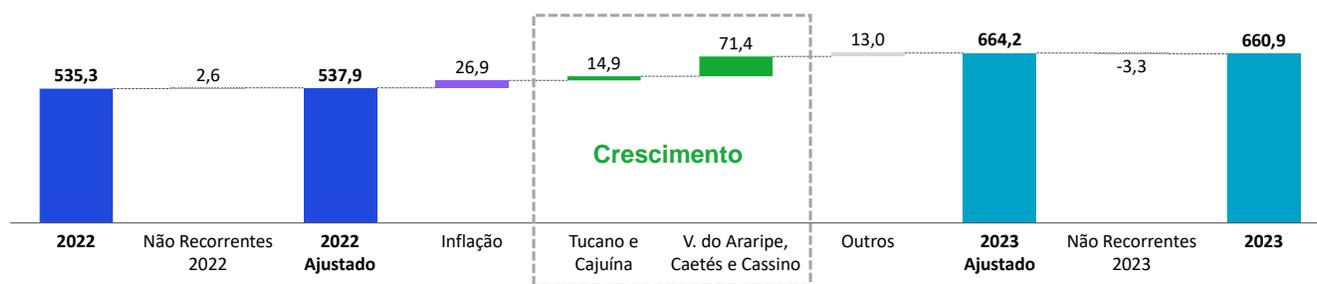
Em 2023, os custos operacionais e despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 660,9 milhões. Excluindo os efeitos não recorrentes do ano, os custos e despesas totalizaram R\$ 664,2 milhões, 23,5% acima do registrado em 2022 (R\$ 537,9 milhões, também expurgado os efeitos não recorrentes), conforme abordado a seguir:

- **Não Recorrentes 2022:** reflete, principalmente, a manutenção bianual de eclusas das usinas hídricas (R\$ 13,0 milhões), compensado pela reversão de provisão para crédito de liquidação duvidosa

(R\$ 10,0 milhões), os créditos de PIS/COFINS de anos anteriores (R\$ 3,9 milhões) e o ajuste do fechamento do preço de compra do Complexo Solar Guaimbê Holding (R\$ 1,7 milhão).

- **Inflação:** correção dos custos e despesas pela inflação do período. Importante destacar que todos os PPAs da Companhia (ACR e ACL) também são corrigidos anualmente pela inflação.
- **Crescimento:** despesas dos complexos eólicos Tucano e Cajuína, além dos ativos incorporados ao portfólio em dezembro de 2022 (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino).
- **Outros:** aumento das despesas com pessoal em função do incremento do quadro de colaboradores, além do crescimento em serviços de terceiros e materiais.
- **Não Recorrentes 2023:** provisão decorrente da venda dos ativos de Geração Distribuída (R\$ 23,0 milhões), parcialmente compensada por reversões de contingências (R\$ 15,0 milhões), recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões) e reversão de provisões da folha de pagamentos (R\$ 1,9 milhão).

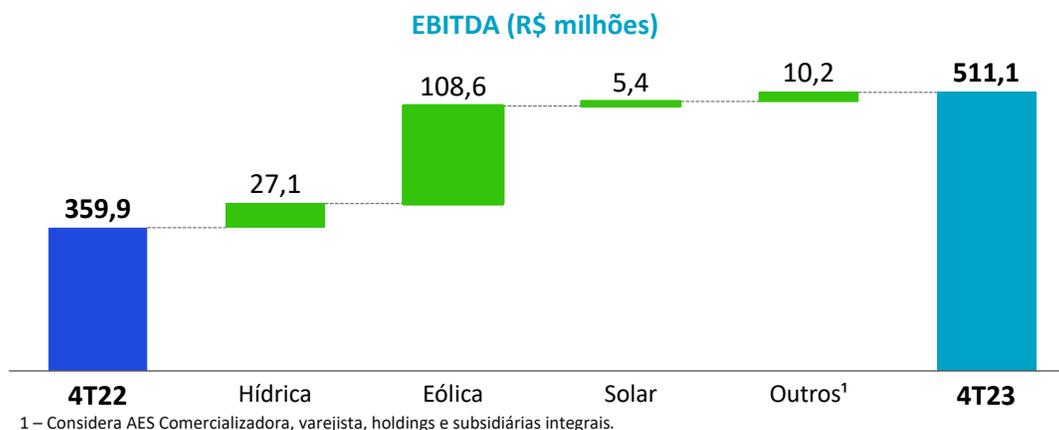
### Custos e Despesas (R\$ milhões)



## EBITDA

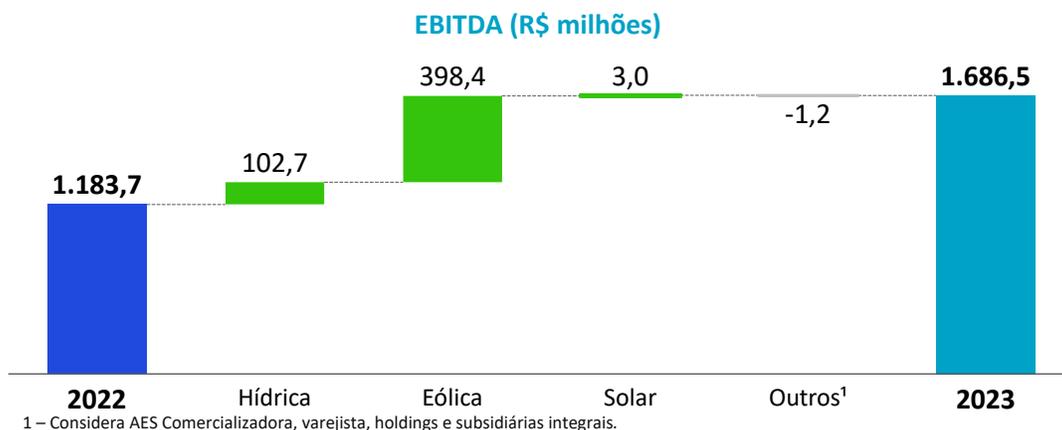
A AES Brasil registrou um EBITDA de R\$ 511,1 milhões no 4T23, com margem EBITDA de 52,5%. O aumento de 42,0% em relação ao 4T22 (R\$ 359,9 milhões) é explicado, principalmente, pelo:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 27,1 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento do volume vendido, aliado à redução no preço médio de compra de energia.
- **Eólicas:** aumento de R\$ 108,6 milhões, decorrente, principalmente, da contribuição dos novos complexos eólicos Ventos do Araripe, Caetés, Cassino, Tucano e Cajuína, além de compensações por atraso previstas nos contratos de construção e fornecimento de turbinas para os complexos em desenvolvimento, parcialmente suavizados pelo impacto do curtailment nos ativos do portfólio.
- **Solares:** aumento de R\$ 5,4 milhões, decorrente do ajuste dos contratos por inflação, aliado à redução das despesas, mitigando o impacto do curtailment no período.



Em 2023, o EBITDA atingiu R\$ 1.686,5 milhões, 42,5% superior ao EBITDA de 2022 (R\$ 1.183,7 milhões). A evolução do EBITDA é apresentada a seguir:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 102,7 milhões, decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento do preço médio de venda e redução do preço médio de compra de energia.
- **Eólicas:** aumento de R\$ 398,4 milhões, reflexo da contribuição dos novos complexos eólicos Ventos do Araripe, Caetés, Cassino, Tucano e Cajuína, parcialmente compensado pelo impacto do *curtailment* em todos os ativos do portfólio.
- **Solares:** aumento de R\$ 3,0 milhões, decorrente do ajuste dos contratos por inflação, aliado à redução das despesas.



## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 192,8 milhões no 4T23 e negativo em R\$ 632,2 milhões no ano.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>118,5</b>	<b>83,6</b>	<b>-29,5%</b>	<b>392,2</b>	<b>485,6</b>	<b>23,8%</b>
Rendimento de Aplicações Financeiras	114,0	67,3	-40,9%	346,4	425,1	22,7%
Rendimento de Cauções e Depósitos Judiciais	8,5	17,0	98,8%	29,0	72,6	150,2%
Outras	(4,1)	(1,6)	-60,6%	(7,6)	(13,0)	71,5%
Variações Cambiais	0,1	0,9	588,6%	24,5	0,8	-96,5%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(189,5)</b>	<b>(276,4)</b>	<b>45,9%</b>	<b>(700,9)</b>	<b>(1.117,8)</b>	<b>59,5%</b>
Encargos de Dívida	(225,8)	(287,9)	27,5%	(767,5)	(1.287,3)	67,7%
Atualização Monetária Debênture / Empréstimos	(39,1)	(53,9)	37,8%	(135,0)	(184,7)	36,8%
Atualizações Monetárias <sup>1</sup>	(11,3)	2,7	-124,0%	(53,1)	(34,0)	-36,0%
Juros Capitalizados trans. p/o imobilizado/intangível em curso	101,1	80,6	-20,2%	307,0	437,1	42,4%
Outras	(14,1)	(17,6)	24,5%	(46,2)	(45,9)	-0,6%
Variações Cambiais	(0,2)	(0,4)	85,5%	(6,1)	(3,1)	-49,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(71,0)</b>	<b>(192,8)</b>	<b>171,7%</b>	<b>(308,6)</b>	<b>(632,2)</b>	<b>104,8%</b>

1 – Considera atualização monetária sobre obrigações de aquisições, processos judiciais e ressarcimentos.

## Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 83,6 milhões no 4T23, inferior em 29,5% se comparado ao mesmo período de 2022, em função, principalmente, da redução no rendimento de aplicações financeiras, decorrente do menor saldo de caixa e aplicações na comparação com o balanço encerrado em dezembro de 2022, e do menor CDI médio no período (CDI médio 4T23: 12,15% vs 4T22: 13,65%).

Em 2023, as receitas financeiras atingiram R\$ 485,6 milhões, um aumento de 23,8% em comparação a 2022, decorrente: (i) da melhor estratégia de alocação dos recursos disponíveis para aplicação; (ii) do maior rendimento de cauções e depósitos judiciais; e (iii) da maior taxa média de rentabilidade no período (CDI médio 2023: 13,15% vs 2022: 12,53%).

## Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 276,4 milhões no 4T23 e R\$ 1.117,8 milhões em 2023, crescimento de 45,9% no trimestre e 59,5% no ano, explicado por:

- **Encargos de Dívida:** maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 11,7 bilhões em dez/23 e R\$ 11,0 bilhões em dez/22). Importante destacar a redução do IPCA no trimestre (1,08% no 4T23 vs 1,63% no 4T22) e no ano (4,62% em 2023 vs 5,79% em 2022), além do menor custo do CDI nos últimos 12 meses (CDI médio 2023: 13,15% vs 2022: 12,53%). Em dezembro, 32% da dívida total da Companhia era atrelada a IPCA e 56% a CDI.
- **Atualização Monetária de Empréstimos e Debêntures:** aumento em função do maior saldo de dívida, parcialmente mitigado pela redução do IPCA entre os períodos.
- **Atualizações Monetárias:** variações no trimestre e ano refletem o saldo amortizado de obrigações de aquisições em 2023, e estornos de variação monetária em função de ajustes baseados nas amortizações disponibilizadas pela CCEE.
- **Juros Capitalizados:** redução nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso no 4T23, decorrente do início de operação do Complexo Eólico Cajuína Fase 1, além do início faseado da operação dos Complexos Tucano e Cajuína Fase 2. Já no ano, o aumento nos juros capitalizados reflete os financiamentos tomados para a construção destes complexos.

## LUCRO LÍQUIDO

Em função dos fatores mencionados acima, o lucro líquido foi de R\$ 112,6 milhões no 4T23 e R\$ 333,3 milhões em 2023, inferior em 18,0% no trimestre e superior em 4,1% no ano em relação aos mesmos períodos de 2022.

No trimestre, o avanço na performance operacional e financeira foi parcialmente compensado pelo aumento da alíquota efetiva de IR/CSLL, decorrente do aumento observado na despesa financeira concentrada em entidades sob o regime de lucro presumido.

## REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 26 de fevereiro de 2024, recomendou a distribuição de dividendos relativos ao ano de 2023 no montante de R\$ 44,9 milhões, a ser aprovado na Assembleia Geral Ordinária de 22 de abril de 2024.

O valor total dos proventos equivale a R\$ 0,0746/ação, uma relação de pagamento (*payout*) de 55,0% sobre o lucro líquido ajustado – conforme diretrizes da [Política de Dividendos](#).

## ENDIVIDAMENTO

A AES Brasil encerrou 2023 com Dívida Bruta<sup>9</sup> consolidada de R\$ 11,7 bilhões, 6,4% superior ao mesmo período de 2022 (R\$ 11,0 bilhões). O aumento do saldo é explicado, principalmente, pelo:

- (i) Desembolso integral do BNB no Complexo Tucano no 1T23 (R\$ 37,0 milhões);
- (ii) Captação via instrumento 4.131 no 1T23 (R\$ 571,1 milhões);
- (iii) Captação da 1ª emissão de debêntures de Veleiros, JV de Cajuína e Unipar, no 1T23 (R\$ 400,0 milhões);
- (iv) Captação da 2ª emissão de debêntures de Veleiros no 4T23 (R\$ 160,0 milhões), seguida pelo pré-pagamento parcial da 1ª emissão, resultando em um saldo remanescente de R\$ 292,0 milhões; e
- (v) Juros, amortizações e atualizações monetárias incorridos e/ou pagos entre os períodos, além dos movimentos na AES Brasil Operações descritos a seguir.

A AES Brasil Operações encerrou o ano com Dívida Bruta<sup>10</sup> consolidada de R\$ 5,7 bilhões, 6,3% inferior ao 4T22 (R\$ 6,1 bilhões). A variação é explicada, principalmente, pelos juros e amortizações pagos entre os períodos, considerando a liquidação do saldo devedor da 5ª Emissão de Debêntures (R\$ 135,6 milhões).

Em 31 de dezembro, o Caixa<sup>11</sup> consolidado da AES Brasil somava R\$ 2,6 bilhões, enquanto a AES Brasil Operações somava R\$ 1,6 bilhão. Desta forma, a Dívida Líquida é apresentada abaixo:

Endividamento (R\$ milhões)	AES Brasil			AES Operações		
	2022	2023	Var	2022	2023	Var
Dívida Bruta	10.967,1	11.673,6	6,4%	6.074,6	5.690,9	-6,3%
Caixa	4.398,6	2.629,6	-40,2%	1.733,1	1.579,1	-8,9%
Dívida Líquida	6.568,5	9.044,0	37,7%	4.341,5	4.111,8	-5,3%

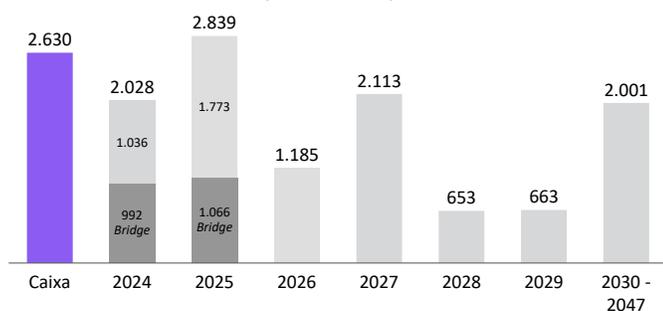
Para tabela com a abertura das dívidas da Companhia, clique [aqui](#).

<sup>9</sup> Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas, operações de compra e venda de energia.

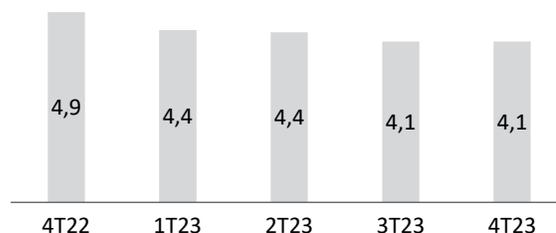
<sup>10</sup> Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

<sup>11</sup> Considera Caixa e Aplicações Financeiras.

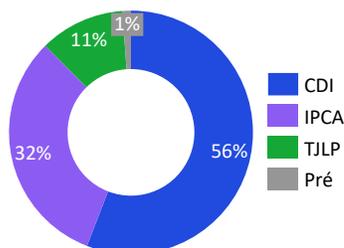
### Cronograma de Amortização Consolidado AES Brasil (R\$ milhões)<sup>12</sup>



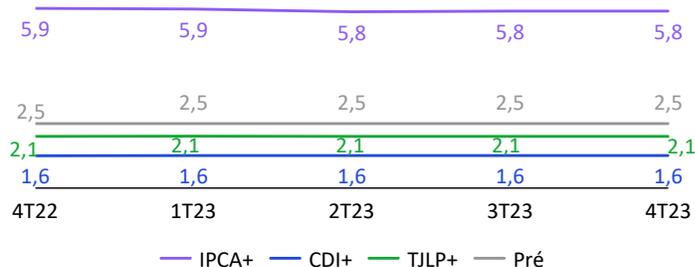
### Prazo Médio Consolidado AES Brasil (anos)



### Dívida Bruta por Indexador Consolidado<sup>13</sup>



### Custo Consolidado AES Brasil (% a.a.)<sup>14</sup>



Até fevereiro de 2024, a AES Brasil concluiu a emissão de R\$ 300,0 milhões, substituindo parte dos empréstimos-ponte utilizados para suportar as despesas associadas à construção de Cajuína por financiamentos de longo prazo nos projetos. Com isso, o prazo médio consolidado da dívida, que encerrou o 4T23 em 4,1 anos, foi estendido para 4,3 anos, enquanto a exposição ao CDI foi reduzida para 53%, assegurando uma maior proteção natural dos resultados, visto que os contratos de venda de energia são ajustados anualmente pelo IPCA.

A estratégia da Companhia mantém o foco na obtenção de financiamentos de longo prazo para substituir os empréstimos ponte com vencimento entre 2024 e 2025, visando prolongar o prazo médio da dívida, migrar sua exposição ao CDI para o IPCA e, conseqüentemente, reduzir o custo médio consolidado.

### Covenants

O Índice de Alavancagem da **AES Brasil Operações** (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado<sup>15</sup>) encerrou o 4T23 em 2,88x, enquanto o Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) encerrou o trimestre em 3,04x.

Para fins de **cálculo dos covenants da AES Brasil Operações**, conforme as definições dos instrumentos financeiros, deve-se levar em consideração a razão entre dívida líquida (composta pela soma de empréstimos, financiamentos, debêntures, e instrumentos de derivativos para eliminação do risco cambial das dívidas *offshore*), subtraído do saldo de caixa e aplicações.

<sup>11</sup> Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>13</sup> Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>14</sup> Custo médio da dívida calculado com CDI de fechamento e IPCA acumulado (últimos 12 meses) na data de fechamento do trimestre. Tanto custo quanto prazo referem-se ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>15</sup> O EBITDA Ajustado é o somatório dos últimos 12 meses do resultado operacional conforme apresentado nas DFs consolidadas, excluindo: (i) receitas e despesas financeiras; (ii) depreciação e amortização; e (iii) despesas com entidade de previdência privada. Em caso de aquisição, considera o EBITDA ajustado proforma do ativo adquirido.

AES Brasil Operações (R\$ milhões)	2022	2023	Var
<b>Dívida Bruta</b>	<b>6.074,6</b>	<b>5.690,9</b>	<b>-6,3%</b>
Disponibilidades	1.733,1	1.579,1	-8,9%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>4.341,5</b>	<b>4.111,8</b>	<b>-5,3%</b>
EBITDA Ajustado (Últimos 12 meses)	1.202,2	1.425,6	18,6%
<b>Covenant - Dívida Líquida/EBITDA (x)</b>	<b>3,61</b>	<b>2,88</b>	<b>-0,73</b>

Nota: covenants de 4,5x para a AES Brasil Operações.

Importante destacar que, apesar de a **AES Brasil não possuir *covenants***, a administração da Companhia considera o indicador de alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) para gestão do endividamento consolidado.

Neste cenário, o **índice de alavancagem da AES Brasil encerrou o 4T23 em 5,31x**, -0,30x em comparação com o encerramento do 3T23 e -0,21x em relação ao registrado em dezembro de 2022 (5,52x). O último trimestre de 2023 marca o **início do ciclo de desalavancagem** da Companhia, impulsionado pela conclusão da fase de alto investimento na construção de 1,0 GW de capacidade instalada e pelo início da operação desses projetos.

### Ratings: escala nacional

Empresa	Agência	Classificação – Perspectiva	Atualização
AES Brasil Operações	Moody's	AA.br – perspectiva estável	out/23
AES Brasil Operações	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
Alto Sertão II	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	fev/24
Tucano Holding II	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
AES Cajuína AB1	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
Ventos de São Tomé	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	jun/23
Ventos de São Tito	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	mar/23
Veleiros	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	dez/23

## INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Brasil totalizaram R\$ 500,9 milhões no 4T23, 19,8% inferior ao registrado no 4T22, reflexo da conclusão da construção de Cajuína 1 no 4T23. No ano, os investimentos somaram R\$ 2.655,1 milhões, aumento de 23,2% se comparado a 2022.

O crescimento em Modernização e Manutenção reflete, principalmente, a antecipação do *turnaround* dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino (+R\$ 50,4 milhões no 4T23 e +R\$ 95,1 milhões no ano) e a manutenção de *main components* em Alto Sertão II (+R\$ 8,2 milhões no trimestre e +R\$ 34,3 milhões em 2023).

Adicionalmente, a Companhia deu continuidade aos investimentos na construção do parque solar AGV VII, no estado de São Paulo, e na estrutura comum de Cajuína para desenvolvimento de seu *pipeline*.

Investimentos (R\$ milhões)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital</b>	<b>81,5</b>	<b>106,1</b>	<b>30,2%</b>	<b>184,2</b>	<b>277,2</b>	<b>50,5%</b>
Desenvolvimento de <i>Pipeline</i> - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	61,9	107,3	73,3%	184,0	333,1	81,1%
<b>Expansão</b>	<b>480,9</b>	<b>287,5</b>	<b>-40,2%</b>	<b>1.787,6</b>	<b>2.044,8</b>	<b>14,4%</b>
Complexo Tucano	1,1	84,4	n.a.	473,9	239,0	-49,6%
Complexo Cajuína	479,7	203,1	-57,7%	1.313,6	1.805,8	37,5%
<b>Total Investimentos</b>	<b>624,3</b>	<b>500,9</b>	<b>-19,8%</b>	<b>2.155,7</b>	<b>2.655,1</b>	<b>23,2%</b>
Juros e Mão de Obra Capitalizados	99,2	78,8	-20,5%	332,6	436,0	31,1%
<b>Total Investimentos + Juros de Capitalização</b>	<b>723,5</b>	<b>579,7</b>	<b>-19,9%</b>	<b>2.488,3</b>	<b>3.091,1</b>	<b>24,2%</b>

Nota: investimentos proporcionais à participação da AES Brasil nas *joint ventures*. Não considera investimentos em P&D.

## Plano de Investimento 5 anos - CAPEX

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 1,3 bilhão no período de 2024 até 2028, destinados à: (i) modernização e manutenção dos ativos em operação, incluindo o *turnaround* dos ativos eólicos adquiridos via M&A; (ii) finalização da construção dos projetos já contratados; e (iii) desenvolvimento do *pipeline* de Cajuína e construção do parque solar AGV VII, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos (R\$ milhões) <sup>1</sup>	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	Total
<b>Modernização e Manutenção</b>	<b>193,9</b>	<b>213,9</b>	<b>136,7</b>	<b>125,5</b>	<b>159,5</b>	<b>829,4</b>
Desenvolvimento de <i>Pipeline</i> - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	130,6	0,3	0,0	0,0	0,0	130,8
<b>Expansão</b>	<b>388,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>388,2</b>
Complexo Tucano	14,4	0,0	0,0	0,0	0,0	14,4
Complexo Cajuína	373,8	0,0	0,0	0,0	0,0	373,8
<b>Total Investimentos</b>	<b>712,7</b>	<b>214,2</b>	<b>136,7</b>	<b>125,5</b>	<b>159,5</b>	<b>1.348,4</b>
<b>Juros e Mão de Obra Capitalizados<sup>2</sup></b>	<b>93,8</b>	<b>101,1</b>	<b>49,9</b>	<b>2,9</b>	<b>3,5</b>	<b>251,2</b>

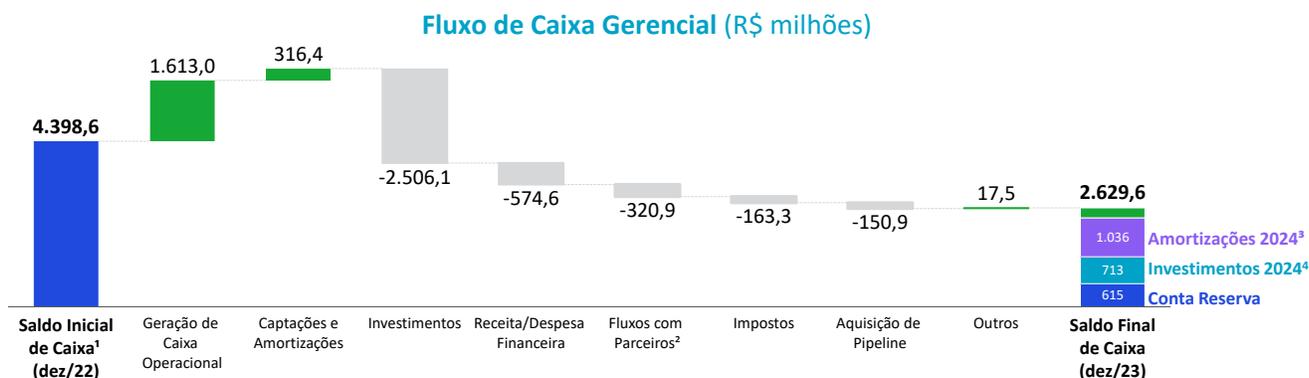
1 – Valores reais em 31 de dezembro de 2023, proporcionais à participação da AES Brasil nos casos de constituição de *joint ventures*. Não considera investimentos em P&D;

2 – Considera juros de capitalização de dívida dos projetos em construção.

## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A AES Brasil encerrou 2023 com um caixa consolidado de R\$ 2,6 bilhões, montante R\$ 1,8 bilhão inferior ao mesmo período de 2022 (R\$ 4,4 bilhões), reflexo da utilização dos recursos para fazer frente ao CAPEX de construção dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.

A geração de caixa operacional totalizou R\$ 1,6 bilhão no ano, reflexo, principalmente, da aquisição dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino, da entrada em operação faseada dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, do cenário hidrológico favorável e da melhor performance operacional dos ativos da Companhia.



1 – R\$ 3,8 bilhões de disponibilidade + R\$ 0,6 bilhão de garantias de financiamento, cauções e depósitos judiciais; 2 – Parcela destinada ao sócio preferencialista da Guaimbê Holding; 3 – Amortização de principal, líquido de operações de derivativos. Desconsidera empréstimos-ponte, Desconsidera empréstimos-ponte, em processo de substituição por financiamentos de longo prazo; 4 – Considera participação nos projetos de Tucano e Cajúna e capex de modernização e manutenção.

Para retornar ao Índice do documento, clique [aqui](#).

# PERFORMANCE ESG

## DIRETRIZES E COMPROMISSOS

A AES Brasil acredita que seu modelo de negócios contribui diretamente de forma positiva para os principais desafios socioambientais da sociedade. Nesse sentido, a Companhia estabeleceu um conjunto de compromissos e metas para a gestão ESG – sigla em inglês que significa o gerenciamento de aspectos, riscos e oportunidades ambientais (*Environmental*), sociais (*Social*) e de governança corporativa (*Governance*), ou ASG em português. Os compromissos e metas foram definidos com base em três temas principais: Mudanças Climáticas, dentro do pilar de meio ambiente; Diversidade, Equidade e Inclusão, em social; e Ética e Transparência em governança.

Os [Compromissos ESG 2030](#) tem como ponto de partida os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030, proposta pela Organização das Nações Unidas (ONU), tendo seis ODS como prioritários:



Desde 2007, a AES Brasil integra o **Índice de Sustentabilidade Empresarial** da B3, que avalia o desempenho das companhias listadas quanto às respectivas práticas de sustentabilidade. A Companhia é signatária do **Pacto Global da ONU** desde 2006, apoiando a promoção dos direitos humanos e práticas de trabalho relativas ao meio ambiente e ao combate à corrupção. A Companhia faz parte da cobertura dos principais *ratings* ESG, como Sustainalytics e MSCI, sendo que neste último é a única companhia de *electric utilities* na América Latina a obter uma nota AAA<sup>16</sup>, demonstrando o compromisso com a transparência e as melhores práticas ESG do mercado.

Como destaque do trimestre, no pilar **Ambiental**, a AES Brasil reduziu em 25% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) em relação ao ano anterior, como resultado da diligência e gestão para solução do vazamento de SF6

<sup>16</sup> Em 2021 e 2022, a AES Brasil recebeu a classificação ESG nível AAA pelo MSCI.

no Complexo Eólico Ventus (RN). Neste complexo, foi desenvolvido um plano de manutenção, contemplando reparos e substituições dos equipamentos que apresentavam constante necessidade de recargas. Em 2024, o foco é a análise de outras oportunidades de redução.

Ainda, a Companhia investiu R\$ 26 milhões em programas ambientais que atuam na restauração florestal de biomas e Mata Atlântica e Cerrado, resultando em 243,3 hectares reflorestados, além da execução dos programas de manejo pesqueiro e proteção de fauna terrestre – especificamente de três espécies ameaçadas de extinção –, educação ambiental, entre outros.

No pilar **Social**, o destaque é o avanço de 4% da representatividade de mulheres na alta liderança da AES Brasil entre 2022 e 2023, passando de 25% para 29% no período, aproximando-se significativamente da meta de alcançar 30% de mulheres nesse nível hierárquico até 2025. A Companhia se mantém focada na inclusão de gênero feminino na Operação e Manutenção dos Complexos Eólicos Tucano (BA) e Cajuína (RN), com equipes compostas 100% por mulheres.

A AES Brasil também destaca as principais realizações do Programa AES Brasil Gera+, em seus quatro pilares de atuação: Segurança Hídrica, Inclusão Produtiva e Empreendedorismo, Educação e Proteção de Direitos. Em 2023, foram investidos mais de R\$ 2,1 milhões em projetos sociais que beneficiaram 32 municípios e 4,2 mil pessoas de comunidades próximas aos ativos da Companhia. No âmbito da Inclusão Produtiva, foram realizadas iniciativas de melhorias agropecuárias em 16 cidades de 4 estados brasileiros, próximas aos ativos que compõem o portfólio da AES Brasil. No que diz respeito à Segurança Hídrica, houve a promoção do acesso à água na região semiárida do RN e BA, com a entrega de 24 cisternas individuais, 3 poços artesianos e 1 reservatório de água coletivo.

No pilar de **Governança**, a Companhia informa que obteve um aumento na avaliação do CDP (*Carbon Disclosure Project*) Mudanças Climáticas, alcançando a pontuação A-, o que a colocou na categoria de Liderança neste tema. O CDP é uma organização global considerada a mais importante na avaliação da gestão e desempenho das empresas em relação a questões ambientais. Adicionalmente, a AES Brasil recebeu destaque significativo ao ser avaliada pela S&P *Global Corporate Sustainability Assessment (CSA)* na indústria de utilities elétricas, figurando entre no top 15% das empresas mais bem posicionadas, além de ser também incluída, pelo 17º ano consecutivo, na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3.

Na temática de ética e integridade, a Companhia recebeu o Selo Pró-Ética 2022-2023, iniciativa lançada em 2010 pela Controladoria Geral da União (CGU) para incentivar e reconhecer a adoção de políticas e ações que reduzam os riscos de corrupção e fraude nas empresas, compromisso assumido pela gestão corporativa.

A tabela com a evolução dos principais indicadores do período pode ser acessada [aquí](#).

No site da Companhia, estão disponíveis o Relatório de Performance ESG, atualizado trimestralmente, Relatório Integrado de Sustentabilidade 2022 (anual), Inventários de Emissões de GEE e os questionários *Carbon Disclosure Project (CDP)*. Clique [aquí](#) para acessá-los.

## CONTEXTO REGULATÓRIO

### ABERTURA DO MERCADO (Portaria MME nº 50/2022)

A partir de janeiro de 2024, consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV (Grupo A) tornaram-se elegíveis para o mercado livre, permitindo que escolham seu fornecedor de energia. Para migrar para o mercado livre, o consumidor deve informar à distribuidora com seis meses de antecedência, e a contratação da energia

nesse mercado deve ser feita por meio de um agente comercializador autorizado pela ANEEL e credenciado na CCEE.

Os principais benefícios percebidos na migração para o mercado livre incluem: (i) redução e previsibilidade de custos, minimizando a exposição aos reajustes e mudanças nas bandeiras tarifárias; e (ii) flexibilidade, dando ao consumidor a capacidade de escolher seu fornecedor, fonte de energia, quantidades, prazos, além de negociar preços e formas de reajuste.

Em dezembro de 2023, visando operacionalizar a abertura, a ANEEL, após Consulta Pública nº 28/2023, simplificou critérios e procedimentos para a migração ao mercado livre, com: (i) novo processo estruturante para o varejo, visando acelerar a operacionalização das migrações; (ii) definição de um produto padrão a ser divulgado por todos os agentes varejistas; (iii) realização dos ritos e procedimentos para suspensão do fornecimento, troca de fornecedor e retorno ao mercado cativo de forma transparente e automática; e (iv) integração dos sistemas das distribuidoras e varejistas com os da CCEE.

Está prevista uma nova etapa desta Consulta Pública durante o 1S24, com o objetivo de aprovar regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica compatíveis com os avanços na operacionalização do mercado varejista.

De acordo com a CCEE, as cargas representadas pelos agentes varejistas totalizaram, em 2023, 291 MWm, crescimento de 50% em relação a 2022. Ao final do ano, a CCEE contabilizou 100 empresas habilitadas como comercializadores varejistas.

Em 2023, cerca de 12,8 mil unidades consumidoras formalizaram a intenção de migrar para o mercado livre, sendo que 94% das cargas encontravam-se abaixo de 500 kW. A efetivação desses contratos no ambiente livre é esperada para o 1S24, considerando o período de 6 meses entre a denúncia dos contratos às distribuidoras e a conclusão da migração.

Neste contexto da abertura de mercado, a AES Brasil destaca a sua posição competitiva por meio de seu braço varejista, AES Integra. Desde a sua criação em 2019, a AES Integra fechou contratos com 447 clientes, totalizando 77,9 MWm de energia comercializada.

## MARCO LEGAL DO HIDROGÊNIO VERDE (Projeto de Lei 2.308/2023)

Em 28 de novembro, a Câmara dos Deputados aprovou o projeto de lei que, entre outros pontos, institui o marco legal e dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, institui incentivos a esta indústria, como o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) para empresas habilitadas à produção em até cinco anos após a publicação da lei, cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), com o objetivo de prover recursos para fomentar o setor, e define que a regulação da atividade ficará sob responsabilidade da Agência Nacional do Petróleo (ANP). O texto será analisado pelo Senado, sob a expectativa de confirmar o compromisso político com o cumprimento de metas internacionais de redução de emissões de gases de efeito estufa.

Com a aprovação deste Projeto de Lei, o Hidrogênio Verde, obtido a partir de fontes renováveis de energia, e o hidrogênio combustível, utilizado em motores e outros processos de combustão, passam a ser incorporados à Política Energética Nacional e à matriz energética brasileira, abrindo caminho para o desenvolvimento de um mercado e uma regulamentação específica.

É importante mencionar que a AES Brasil possui um pré-contrato assinado com o Complexo Industrial Portuário de Pecém para estudos de viabilidade que visam a produção de até 2 GW de hidrogênio verde a partir de eletrólise,

além de até 800 mil toneladas de amônia verde por ano, seguindo sua estratégia de contribuir para a descarbonização da matriz energética global por meio de novas tecnologias que ajudem os clientes nesta missão.

## PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA (Projeto de Lei 5.174/2023)

Em 28 de novembro, a Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN) e cria o Fundo Verde, com o objetivo de (i) fomentar o financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável, especialmente aqueles relacionados à infraestrutura, pesquisa tecnológica e inovação; (ii) facilitar a interação entre instituições financiadoras e empresas interessadas em projetos de desenvolvimento sustentável; e (iii) permitir a utilização de créditos detidos por pessoas jurídicas de direito privado junto à União como instrumento de financiamento.

O PATEN terá como instrumentos o Fundo Verde, administrado pelo BNDES e composto por patrimônio privado, como precatórios e créditos tributários de pessoas jurídicas perante a União, e a possibilidade de transação tributária condicionada a investimentos em desenvolvimento sustentável, por meio de desconto nas multas, juros e encargos legais.

Esse projeto visa mobilizar recursos para fomentar o uso de energia renovável, a produção de hidrogênio e outras iniciativas, aumentando a competitividade do país sem aumento da despesa pública, assegurando acesso a linhas de crédito atrativas para empresas interessadas.

## REGULAMENTAÇÃO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Entre 19 de outubro e 18 de dezembro, a Aneel recebeu contribuições por meio da Consulta Pública nº 39/2023 para aprimorar o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre a regulamentação de sistemas de armazenamento de energia, incluindo usinas hidrelétricas reversíveis. O relatório propõe alternativas e propostas de soluções para superar os impedimentos e dificuldades relacionados à inserção das soluções de armazenamento em meio ao contexto de transição energética no Brasil.

Tais soluções abrangem diversos aspectos relevantes para a operação do sistema elétrico, tornando sua regulamentação desafiadora. A Aneel tem debatido esse tema por, no mínimo, 3 anos e o dividiu em ciclos regulatórios específicos para tratar diferentes subtemas. Até 2027, estão previstos outros processos com participação pública para tratar destas questões.

É importante destacar que, apesar da ausência de regulamentação sobre soluções de armazenamento de energia, esses recursos vêm sendo considerados como alternativa de curto prazo, incluindo participação em leilões para a contratação de potência, atendimento de sistemas isolados, redução de demanda nos horários de pico, substituição de geradores a diesel e prestação de serviços ancilares.

A AES Brasil participa ativamente das discussões para a regulamentação e estruturação do mercado de armazenamento de energia no Brasil, preparando projetos que visam aproveitar oportunidades que podem surgir ainda em 2024.

# ANEXOS

Com o intuito de auxiliar investidores e analistas no processo de modelagem, a Companhia disponibiliza um arquivo Excel com o histórico dos [Dados Financeiros e Operacionais](#), além de um [Guia de Modelagem](#).

## INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE

### FONTE HÍDRICA

Indicadores Operacionais	4T22	4T23	Var (p.p. ou %)	2022	2023	Var (p.p. ou %)
Afluência - SIN (% MLT)	96,0	117,4	21,5	97,7	101,6	3,9
Afluência - SE/CO (% MLT)	89,1	75,7	-13,5	85,2	95,9	10,7
Nível Reservatórios - SIN (% média do período)	54,7	63,8	9,1	63,0	77,2	14,2
Nível Reservatórios - SE/CO (% média do período)	49,7	64,5	14,8	56,7	76,5	19,8
GSF (%)	76,5	83,8	7,2	85,2	89,7	4,5
Afluência Bacia Rio Grande (% MLT)	84,0	80,7	-3,3	78,1	108,8	30,7
Afluência Bacia Rio Tietê (% MLT)	83,7	124,0	40,4	73,9	112,9	38,9
<b>Disponibilidade (%)</b>	<b>96,0</b>	<b>92,4</b>	<b>-3,6</b>	<b>94,5</b>	<b>92,0</b>	<b>-2,5</b>

Geração Usinas Hidráulicas (GWh)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>2.082,7</b>	<b>3.239,0</b>	<b>55,5%</b>	<b>8.398,6</b>	<b>12.197,2</b>	<b>45,2%</b>
Água Vermelha	1.051,7	1.746,2	66,0%	4.602,3	6.734,0	46,3%
Bariri	147,4	200,3	35,9%	462,9	638,8	38,0%
Barra Bonita	108,9	154,5	41,8%	341,6	480,5	40,7%
Caconde	80,3	84,7	5,5%	302,2	396,7	31,3%
Euclides da Cunha	110,4	118,9	7,7%	389,8	521,6	33,8%
Ibitinga	161,4	212,7	31,8%	536,3	685,3	27,8%
Limoeiro	31,5	34,6	10,1%	113,9	143,5	26,0%
Nova Avanhandava	220,6	420,2	90,5%	929,6	1.471,8	58,3%
Promissão	163,9	255,1	55,6%	693,5	1.086,3	56,6%
Mogi / S. Joaquim / S. José	6,6	11,8	79,6%	26,5	38,7	46,1%
<b>Energia Gerada Líquida</b>	<b>2.050,8</b>	<b>3.213,5</b>	<b>56,7%</b>	<b>8.367,2</b>	<b>12.104,7</b>	<b>44,7%</b>

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração hídrica, clique [aqui](#).

## FORTE EÓLICA

Indicadores Operacionais	4T22	4T23	Var (p.p. ou %)	2022	2023	Var (p.p. ou %)
<b>Ventos (m/s)<sup>1</sup></b>	<b>7,7</b>	<b>8,3</b>	<b>8,1%</b>	<b>7,6</b>	<b>7,9</b>	<b>4,5%</b>
Alto Sertão II	7,5	8,2	9,7%	8,2	8,4	2,7%
Ventus	8,0	7,9	-0,5%	7,1	7,1	1,0%
Mandacaru	9,3	9,8	5,5%	7,5	8,1	8,2%
Salinas	8,4	8,7	3,3%	7,6	7,8	2,5%
Ventos do Araripe <sup>2</sup>	6,9	8,1	17,2%	6,9	8,3	20,6%
Caetés <sup>2</sup>	8,0	8,4	5,0%	8,0	7,5	-6,0%
Cassino <sup>2</sup>	6,7	7,8	16,6%	6,7	7,0	4,3%
Tucano	-	8,6	n.a.	-	8,3	n.a.
Cajuína	-	9,2	n.a.	-	9,2	n.a.
<b>Disponibilidade (%)<sup>3</sup></b>	<b>87,1</b>	<b>89,7</b>	<b>2,6</b>	<b>86,8</b>	<b>88,4</b>	<b>1,6</b>
Alto Sertão II	90,9	93,0	2,1	92,0	92,5	0,5
Ventus	83,4	84,6	1,2	81,6	83,4	1,7
Mandacaru	76,7	81,2	4,5	72,9	78,8	5,8
Salinas	94,4	94,4	-0,1	94,9	91,9	-3,0
Ventos do Araripe <sup>2</sup>	85,2	87,4	2,3	85,2	87,5	2,3
Caetés <sup>2</sup>	89,7	91,7	2,0	89,7	89,0	-0,7
Cassino <sup>2</sup>	97,1	96,6	-0,5	97,1	93,6	-3,5
<b>Curtailement (GWh)</b>	<b>4,0</b>	<b>82,1</b>	<b>1.950,9%</b>	<b>47,0</b>	<b>287,3</b>	<b>510,7%</b>
Alto Sertão II	2,4	14,0	486,2%	39,3	36,5	-7,1%
Ventus	0,7	16,0	2.157,6%	5,6	45,8	717,3%
Mandacaru	0,8	2,4	195,9%	1,6	4,9	208,7%
Salinas	0,1	4,0	3.972,9%	0,6	9,9	1.532,9%
Ventos do Araripe <sup>2</sup>	-	8,0	n.a.	-	19,9	n.a.
Caetés <sup>2</sup>	-	4,1	n.a.	-	12,7	n.a.
Cassino <sup>2</sup>	-	1,1	n.a.	-	1,8	n.a.
Tucano	-	8,4	n.a.	-	25,8	n.a.
Cajuína	-	24,1	n.a.	-	130,0	n.a.

1 – Velocidade média dos ventos desconsidera as informações de Tucano e Cajuína, dado que se encontram em ramp-up operacional; 2 – Dada a conclusão da aquisição em 30 de novembro de 2022, a Companhia contabilizou a geração a partir de dezembro de 2022 em seus resultados; 3 – Para fins comparativos, a disponibilidade média desconsidera ativos eólicos adicionados ao portfólio da AES Brasil em dezembro de 2022.

Geração Parques Eólicos (GWh)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>753,5</b>	<b>1.495,3</b>	<b>98,4%</b>	<b>2.358,7</b>	<b>4.903,5</b>	<b>107,9%</b>
Alto Sertão II	312,6	320,5	2,5%	1.401,4	1.453,4	3,7%
<i>Alto Sertão II - LER 2010</i>	<i>132,1</i>	<i>134,3</i>	<i>1,7%</i>	<i>605,4</i>	<i>629,8</i>	<i>4,0%</i>
<i>Alto Sertão II - LEN 2011</i>	<i>180,5</i>	<i>186,2</i>	<i>3,2%</i>	<i>796,0</i>	<i>823,6</i>	<i>3,5%</i>
Ventus	130,4	111,4	-14,6%	369,1	354,2	-4,0%
Mandacaru	93,2	113,6	21,8%	252,1	303,2	20,2%
Salinas	51,9	49,7	-4,2%	155,1	152,2	-1,9%
Ventos do Araripe <sup>1</sup>	49,4	164,7	n.a.	49,4	760,6	n.a.
Caetés <sup>1</sup>	70,6	215,0	n.a.	70,6	710,3	n.a.
Cassino <sup>1</sup>	18,1	56,1	n.a.	18,1	185,1	n.a.
Tucano	27,4	188,3	n.a.	42,9	566,0	n.a.
Cajuína	0,0	275,9	n.a.	0,0	418,6	n.a.

1 – Dada a conclusão da aquisição em 30 de novembro de 2022, a Companhia contabilizou a geração a partir de dezembro de 2022 em seus resultados.

## Características Gerais

Portfólio Eólico	Quadrinênios - Leilões ACR						Características dos Complexos		
	Início do Suprimento	Fim do 1º	Fim do 2º	Fim do 3º	Fim do 4º	Fim do Suprimento	Número de Aerogeradores	Capacidade por Aerogerador (MW)	Fornecedor
<b>Alto Sertão II</b>									
LER 2010	set-13	ago-17	ago-21	ago-25	ago-29	ago-33	100	1,7	GE
LEN 2011	jan-16	dez-19	dez-23	dez-27	dez-31	dez-35	130	1,7	GE
<b>Ventus</b>									
LER 2009	jul-12	jun-16	jun-20	jun-24	jun-28	jun-32	112	1,7	GE
<b>Mandacaru e Salinas</b>									
LER 2009	jul-12	jun-16	jun-20	jun-24	jun-28	jun-32	45	2,1	Suzlon
LEN 2011	nov-14	out-18	out-22	out-26	dez-30	ago-34	32	2,0	Siemens Gamesa
<b>Ventos do Araripe</b>									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	105	2,0	Siemens Gamesa
<b>Caetés</b>									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	107	1,7	GE
<b>Cassino</b>									
LFA 10	jan-15	dez-18	dez-22	dez-26	dez-30	dez-34	32	2,0	Siemens Gamesa
<b>Tucano (ACL)</b>									
PPA Unipar	-	-	-	-	-	-	25	6,2	Siemens Gamesa
PPA Anglo	-	-	-	-	-	-	27	6,2	Siemens Gamesa
<b>Cajuína (ACL)</b>									
Cajuína Fase 1	-	-	-	-	-	-	55	5,7	Nordex
Cajuína Fase 2	-	-	-	-	-	-	65	5,7	Nordex

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração eólica, clique [aqui](#).

## FORTE SOLAR

Indicadores Operacionais	4T22	4T23	Var (p.p. ou %)	2022	2023	Var (p.p. ou %)
<b>Irradiância (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>258,9</b>	<b>270,1</b>	<b>4,3%</b>	<b>225,5</b>	<b>229,0</b>	<b>1,5%</b>
Guaimbê	257,2	273,4	6,3%	221,9	228,7	3,1%
Boa Hora	256,9	265,9	3,5%	227,4	228,6	0,5%
Água Vermelha	264,3	267,5	1,2%	230,8	229,8	-0,4%
<b>Disponibilidade (%)</b>	<b>98,2</b>	<b>99,7</b>	<b>1,5</b>	<b>97,9</b>	<b>99,1</b>	<b>1,2</b>
Guaimbê	97,4	99,9	2,5	98,4	99,6	1,2
Boa Hora	99,6	100,0	0,4	97,1	99,2	2,1
Água Vermelha	98,6	98,9	0,3	97,8	97,9	0,1
<b>Curtaiment (GWh)</b>	<b>-</b>	<b>8,0</b>	<b>n.a.</b>	<b>-</b>	<b>18,0</b>	<b>n.a.</b>
Guaimbê	-	3,5	n.a.	-	7,6	n.a.
Boa Hora	-	2,1	n.a.	-	4,8	n.a.
Água Vermelha	-	2,4	n.a.	-	5,6	n.a.
<b>Geração Parques Solares (GWh)</b>	<b>4T22</b>	<b>4T23</b>	<b>Var</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Var</b>
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>161,3</b>	<b>143,5</b>	<b>-11,1%</b>	<b>593,9</b>	<b>560,6</b>	<b>-5,6%</b>
Guaimbê	74,0	60,7	-18,0%	277,9	259,1	-6,8%
Ouroeste	87,3	82,8	-5,2%	316,0	301,5	-4,6%
Boa Hora	40,8	39,5	-3,2%	148,3	145,4	-1,9%
Água Vermelha	46,4	43,2	-7,0%	167,7	156,1	-6,9%

Para retornar à explicação sobre o desempenho da geração solar, clique [aqui](#).

# BALANÇO PATRIMONIAL E DRE

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2022	31/12/2023	Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2022	31/12/2023
<b>Ativo Total</b>	<b>18.932,4</b>	<b>19.479,9</b>	<b>Passivo Total e Patrimônio Líquido</b>	<b>18.932,4</b>	<b>19.479,9</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>4.778,5</b>	<b>2.772,2</b>	<b>Passivo Circulante</b>	<b>1.840,3</b>	<b>3.332,4</b>
Caixa e equivalentes de caixa	195,9	281,7	Fornecedores	267,9	375,8
Investimentos de curto prazo	3.587,7	1.733,3	Empréstimos e financiamentos e debêntures	877,1	2.308,7
Contas a receber de clientes	335,8	375,7	Passivo de arrendamento	8,5	7,9
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	94,3	101,2	Imposto de renda e contribuição social a pagar	17,8	17,6
Outros tributos a recuperar	6,8	4,6	Outros tributos a pagar	48,6	60,4
Instrumentos financeiros derivativos	69,3	31,5	Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	0,3	46,0
Cauções e depósitos vinculados	287,2	37,3	Provisões para processos judiciais e outros	23,5	9,3
Conta de ressarcimento	21,1	9,7	Instrumentos financeiros derivativos	88,2	143,8
Outros ativos	180,6	197,2	Encargos setoriais	14,3	21,7
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>14.153,9</b>	<b>16.707,7</b>	Obrigações de aquisições	138,0	132,0
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	10,4	75,2	Conta de ressarcimento	298,3	137,6
Tributos diferidos	129,3	128,0	Outras obrigações	58,0	71,6
Cauções e depósitos vinculados	327,8	577,4	<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>11.518,3</b>	<b>10.568,1</b>
Instrumentos financeiros derivativos	0,6	34,9	Empréstimos e financiamentos e debêntures	10.017,9	9.149,4
Conta de ressarcimento	4,2	7,9	Passivo de arrendamento	171,7	212,2
Outros ativos	39,5	35,6	Tributos diferidos	141,4	8,5
Investimentos em controladas e joint ventures	107,5	111,5	Obrigações com benefícios pós-emprego	110,7	104,0
Imobilizado, líquido	11.173,8	13.687,1	Provisões para processos judiciais e outros	72,0	65,0
Intangível, líquido	2.360,9	2.050,1	Instrumentos financeiros derivativos	218,7	257,4
			Obrigações de aquisições	108,1	0,0
			Conta de ressarcimento	433,4	638,9
			Outras obrigações	244,4	132,8
			<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>5.573,8</b>	<b>5.579,4</b>
			Capital social subscrito e Integralizado	2.197,0	2.197,0
			Ações em tesouraria	0,0	0,0
			Reserva de capital	1.259,1	1.258,9
			Reserva de lucros	1.090,8	1.231,1
			Outros resultados abrangentes	-155,6	-168,0
			Lucros acumulados	0,0	0,0
			<b>Subtotal</b>	<b>4.391,2</b>	<b>4.519,0</b>
			Participação de acionista não controlador	1.182,6	1.060,5

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>760,8</b>	<b>973,6</b>	<b>28,0%</b>	<b>2.845,1</b>	<b>3.431,5</b>	<b>20,6%</b>
Custo com Energia	(254,8)	(289,1)	13,4%	(1.126,1)	(1.084,1)	-3,7%
<b>Margem Líquida<sup>1</sup></b>	<b>505,9</b>	<b>684,5</b>	<b>35,3%</b>	<b>1.719,0</b>	<b>2.347,4</b>	<b>36,6%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(142,5)	(173,4)	21,7%	(540,2)	(650,8)	20,5%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(3,6)	(0,0)	-99,5%	4,9	(10,1)	n.a.
<b>EBITDA</b>	<b>359,9</b>	<b>511,1</b>	<b>42,0%</b>	<b>1.183,7</b>	<b>1.686,5</b>	<b>42,5%</b>
Depreciação & Amortização	(140,4)	(177,9)	26,7%	(505,9)	(654,8)	29,4%
<b>EBIT</b>	<b>219,5</b>	<b>333,2</b>	<b>51,8%</b>	<b>677,8</b>	<b>1.031,7</b>	<b>52,2%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(71,0)</b>	<b>(192,8)</b>	<b>171,7%</b>	<b>(308,6)</b>	<b>(632,2)</b>	<b>104,8%</b>
Receitas Financeiras	118,4	82,7	-30,2%	367,8	484,7	31,8%
Despesas Financeiras	(189,3)	(276,0)	45,8%	(694,8)	(1.114,7)	60,4%
Variações Cambiais (Líquidas)	(0,1)	0,5	n.a.	18,3	(2,3)	n.a.
<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>	<b>1,9</b>	<b>2,3</b>	<b>19,4%</b>	<b>20,0</b>	<b>8,8</b>	<b>-55,9%</b>
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>150,4</b>	<b>142,7</b>	<b>-5,2%</b>	<b>389,2</b>	<b>408,3</b>	<b>4,9%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(17,4)	(34,6)	99,1%	(74,5)	(102,3)	37,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	4,3	4,6	5,6%	5,4	27,3	402,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>137,4</b>	<b>112,6</b>	<b>-18,0%</b>	<b>320,1</b>	<b>333,3</b>	<b>4,1%</b>

1 – Margem líquida é resultado da receita líquida menos o custo com energia.

## RESULTADOS POR FONTE 2023

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	4T23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	973,6	619,9	351,3	50,9	137,4	22,3	(208,2)
Custo com energia	(289,1)	(296,8)	(33,3)	(2,5)	(142,3)	(22,5)	208,2
<b>Margem Líquida</b>	<b>684,5</b>	<b>323,1</b>	<b>318,0</b>	<b>48,4</b>	<b>(4,8)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>0,0</b>
Custos e Despesas Operacionais	(173,4)	(118,8)	(38,5)	(1,8)	(0,1)	(6,5)	(7,6)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(0,0)	(0,3)	(8,3)	0,3	(0,0)	0,6	7,6
<b>EBITDA</b>	<b>511,1</b>	<b>204,1</b>	<b>271,2</b>	<b>46,9</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(6,1)</b>	<b>0,0</b>

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	2023						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	3.431,5	2.223,8	1.084,0	181,6	372,2	81,4	(511,5)
Custo com energia	(1.084,1)	(1.009,3)	(130,3)	(10,8)	(365,4)	(79,8)	511,5
<b>Margem Líquida</b>	<b>2.347,4</b>	<b>1.214,5</b>	<b>953,8</b>	<b>170,8</b>	<b>6,8</b>	<b>1,6</b>	<b>0,0</b>
Custos e Despesas Operacionais	(649,5)	(431,6)	(173,0)	(12,1)	(0,4)	(25,1)	(7,3)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(11,4)	(6,6)	(11,9)	0,3	(0,0)	(0,6)	7,5
<b>EBITDA</b>	<b>1.686,5</b>	<b>776,4</b>	<b>768,8</b>	<b>159,0</b>	<b>6,3</b>	<b>(24,2)</b>	<b>0,2</b>

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (varejista).

Para retornar ao Índice do documento, clique [aqui](#).

# ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante <sup>1</sup>	Vencimento	Custo Nominal
<b>AES Brasil Energia - Consolidado</b>	<b>11.673,6</b>		
<b>AES Brasil Energia</b>	<b>1.892,6</b>		
1ª Emissão de Debêntures	1.107,9	mar/25	CDI + 2,30% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2022) <sup>2</sup>	200,4	nov/24	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) <sup>2</sup>	392,3	jan/25	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) <sup>2</sup>	191,9	jan/25	CDI + 1,65% a.a.
<b>Complexo Tucano (Debênture)</b>	<b>375,5</b>		
1ª emissão de Debêntures – Holding II	375,5	set/41	IPCA + 6,06% a.a.
<b>Complexo Tucano (BNB)</b>	<b>393,4</b>		
Tucano F1	102,0	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F2	87,7	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F3	102,1	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F4	101,6	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
<b>Complexo Cajúina</b>	<b>2.271,2</b>		
Cajúina AB1 - 1ª Emissão de Debêntures	1.013,9	jun/44	IPCA + 7,07% a.a.
Potengi - 1ª Nota Comercial	805,8	jun/24	CDI + 1,70% a.a.
Veleiros - 1ª Emissão de Debêntures	293,5	jul/24	CDI + 1,50% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	79,0	nov/47	IPCA + 7,33% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	79,0	nov/41	IPCA + 6,93% a.a.
<b>Complexo Araripe</b>	<b>531,3</b>		
Ventos de São Tito - 1ª emissão de Debêntures	92,8	jun/28	IPCA + 9,24% a.a.
Ventos de São Tito (BNDES)	438,6	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
<b>Complexo Caetés</b>	<b>518,7</b>		
Ventos de São Tomé - 1ª emissão de Debêntures	94,1	jun/27	IPCA + 8,86% a.a.
Ventos de São Tomé (BNDES)	424,6	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
<b>AES Brasil Operações - Consolidado</b>	<b>5.690,9</b>		
<b>AES Brasil Operações<sup>3</sup></b>	<b>5.224,9</b>		
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	224,3	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	194,0	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.428,6	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	828,4	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	236,7	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
10ª Emissão de Debêntures	751,6	dez/27	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2020) <sup>3</sup>	600,0	dez/25	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2021) <sup>3</sup>	803,6	mar/26	CDI + 1,48% a.a.
Brasventos Eolo (BNDES)	51,6	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
Brasventos Miassaba (BNDES)	51,8	out/29	TJLP + 2,71% a.a.
Rio dos Ventos 3 (BNDES)	54,4	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
<b>AES Tietê Eólica</b>	<b>46,9</b>		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	16,2	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	30,7	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.
<b>Complexo MS (BNDES)</b>	<b>37,6</b>		
Mar e Terra	8,5	nov/29	TJLP + 1,88% a.a.
Embuaca	9,5	mai/30	TJLP + 1,76% a.a.
Icaraí	9,2	out/29	TJLP + 1,66% a.a.
Bela Vista	10,4	nov/29	TJLP + 1,66% a.a.
<b>Complexo MS (BNB)<sup>4</sup></b>	<b>121,1</b>		
Mar e Terra	36,1	mai/33	2,5% a.a.
Embuaca	30,9	mai/30	2,5% a.a.
Icaraí	22,6	mai/31	2,5% a.a.
Bela Vista	31,6	mai/30	2,5% a.a.
<b>Complexo Santos (BNDES)</b>	<b>95,9</b>		
São Jorge	35,7	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
São Cristóvão	39,6	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Santo Antonio de Pádua	20,6	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
<b>Complexo Cassino (BNDES)</b>	<b>118,2</b>		
Brisa	41,9	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Vento	40,0	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Wind	36,3	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
<b>Outros</b>	<b>46,3</b>		

1 – Saldo contábil atualizado, considerando principal, juros e custos da transação; 2 – Não considera arrendamento financeiro; 3 – Custos das operações offshore estão representadas após operações de derivativos, que protege 100% do fluxo de caixa; 4 – Taxa pré.

# INDICADORES ESG

Pilar	Indicadores	4T22	4T23	Var	2022	2023	Var
Ambiental	Captação de água (m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	14.992,0	15.938,8	6,3%	42.661,7	59.515,0	39,5%
	Consumo total de água (m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	2.998,4	3.187,8	6,3%	8.532,3	11.903,0	39,5%
	Intensidade hídrica (m <sup>3</sup> /GWh)	5,05	3,27	-35,2%	3,77	3,37	-10,6%
	Resíduos destinados (toneladas) <sup>2</sup>	48,5	102,3	111,0%	119,1	205,1	72,2%
	Emissões GEE geradas (tCO <sub>2</sub> e) <sup>3</sup>	958,7	620,7	-35,3%	3.565,4	1.438,6	-59,7%
	Intensidade de emissões (tCO <sub>2</sub> e/GWh) <sup>3</sup>	0,25	0,08	-68,0%	0,27	0,07	-74,1%
	Emissões GEE evitadas (tCO <sub>2</sub> ) <sup>4</sup>	126.527,5	187.839,3	48,5%	481.730,0	680.130,1	41,2%
	Consumo total de energia elétrica (MWh) <sup>5</sup>	3.954,2	1.481,2	-62,5%	10.187,9	6.475,9	-36,4%
	Sites certificados pelo Sistema Gestão Ambiental ISO 14001 (%) <sup>6</sup>	74%	72%	-2,7%	74%	72%	-2,7%
	Total de hectares de Mata Atlântica e Cerrado restaurados (ha) <sup>7</sup>	144,7	185,0	0,3	253,9	243,4	-4,1%
	Total de mudas de árvores produzidas <sup>7</sup>	217.635	566.469	160,3%	1.054.108	1.001.619	-5,0%
	Total de espécies ameaçadas de extinção conservadas	3	3	0,0%	3	3	0,0%
	Investimento em programas ambientais (R\$) <sup>7</sup>	6.503.744,0	11.750.204,0	80,7%	18.247.688,0	26.030.599,0	42,7%
Social	Número total de empregados	594	670	12,8%	594	670	12,8%
	Mulheres	178	210	18,0%	178	210	18,0%
	Homens	416	460	10,6%	416	460	10,6%
	Alta liderança (gerências e acima) <sup>8</sup>	59	56	-5,1%	59	56	-5,1%
	Mulheres	14	16	14,3%	14	16	14,3%
	Homens	42	40	-4,8%	42	40	-4,8%
	Taxa de rotatividade total (%)	3,71	3,30	-11,1%	14,40	16,70	16,0%
	Taxa de rotatividade voluntária (%)	2,87	2,62	-8,7%	12,56	14,32	14,0%
	Nº acidentes fatais - colaboradores próprios	0	0	-	0	0	-
	Nº acidentes fatais - terceiros	0	0	-	0	0	-
	LTI Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-	0,00	0,14	-
	LTI Rate - terceiros <sup>9</sup>	0,29	0,12	-	0,14	0,18	28,6%
	Recordable Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-	0,00	0,14	-
	Recordable Rate – terceiros <sup>9</sup>	2,01	0,92	-54,2%	1,17	1,20	2,6%
	Acidentes em comunidades	0	0	-	0	0	-
Sites certificados ISO 45001 (%) <sup>6</sup>	74%	72%	-2,7%	74%	72%	-2,7%	
Colaboradores próprios treinados em saúde e segurança (%) <sup>10</sup>	99%	97%	-2,0%	97%	98%	1,0%	
Colaboradores terceiros treinados em saúde e segurança (%) <sup>10</sup>	100%	95%	-5,0%	100%	98%	-2,0%	
Governança	Membros no Conselho de Administração	11	11	0,0%	11	11	0,0%
	Mulheres	4	3	-25,0%	4	3	-25,0%
	Homens	7	8	14,3%	7	8	14,3%
	Independentes	4	5	25,0%	4	5	25,0%
	Conselheiros Internos	7	6	-14,3%	7	6	-14,3%
	Total de parceiros avaliados em critérios de ética e compliance	42	35	-16,7%	176	157	-10,8%
	Manifestações recebidas no AES Helpline	17	8	-52,9%	65	50	-23,1%

1 – Considera todas as unidades de negócio em operação. O aumento em 2023 se deve ao fato de que passamos a considerar também o consumo via caminhão pipa nos ativos eólicos a partir de 2023; aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE) e Cassino (RS) em dezembro/2022; e substituição de hidrômetros para melhoria na aferição da captação de água e alguns vazamentos pontuais que foram tratados;

2 – Somatória de resíduos perigosos e não perigosos. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades de manutenção nas usinas;

3 – As emissões de GEE geradas consideram o somatório dos escopos 1, 2 e 3. A intensidade de emissões considera somente escopos 1 e 2. Em 2022 houve um aumento nas emissões, reflexo da incorporação de um ativo eólico onde foi identificado vazamento de hexafluoreto de enxofre (SF6), para solucionar o problema foram substituídos os cubículos alimentadores de energia nessa unidade e as emissões tiveram redução significativa. A queda nas emissões durante 2023 reflete uma gestão diligente de nossos ativos para tratar este problema;

4 – Os dados de 2023 consideram o fator do grid nacional de 0,0385 (tCO<sub>2</sub>/MWh). O aumento entre os períodos se deu pela aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE), e Cassino (RS) em dezembro/2022, além do cenário hidrológico que aumentou o despacho das usinas hidrelétricas;

5 – Consumo total de energia elétrica proveniente do SIN – Sistema Interligado Nacional;

6 – A partir de 2022, a companhia definiu que os ativos em operação, incorporados em sua base por meio de M&A, passarão pelo processo de implementação do sistema de gestão no primeiro ano da aquisição, no segundo ano pela maturidade e consolidação e no terceiro ano pelo processo de certificação externa devido a necessidade de diagnósticos de adequação e melhoria dos processos, alinhados ao padrão adotado pela empresa para todos os negócios. A queda entre os períodos apresentados se deu pela aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE), e Cassino (RS) em dezembro/2022. As plantas que ainda não estão certificadas estão em processo de implantação dos Sistemas de Gestão, por terem sido adquiridas recentemente;

7 – Podem ocorrer alterações significativas de produtividade devido a eventos climáticos que impactam no período de plantio e causam variações entre os períodos. A AES Brasil possui a meta de restaurar 6.408 hectares desde o início das concessões das usinas hidrelétricas, em 1999, até 2029.

8 – Cargos de gerência, diretoria, vice-presidência e presidência ;

9 – Em 2022 o aumento foi influenciado pela intensificação e aumento das atividades na fase de construção de Cajuína 2. A situação de segurança nos canteiros de obras dos novos complexos eólicos melhorou em 2023;

10 – A AES Brasil possui meta de 95% de participação mensal dos colaboradores nas reuniões de segurança do pessoal AES e terceiros.