

# Release 2T24

**aes** Brasil

**AESB**  
B3 LISTED NM

**TELECONFERÊNCIA DE  
RESULTADOS 2T24**

02.08.2024  
10:00h (BRT) / 9:00h (EST)

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

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

## DESTAQUES 2T24

- **Complexo Eólico Cajuína 2 (370 MW):** energização completa de Cajuína 2, com o início dos testes das 13 máquinas remanescentes (65 no total). Expectativa de que o complexo esteja 100% em operação comercial até o final de setembro.
- **Parque Solar AGV VII (33 MW):** a obra foi concluída dentro do orçamento e cronograma projetados, com a entrada em operação total em 30 de julho.
- **Aumento do nível de contratação:** a assinatura de novos PPAs para o fornecimento de 100 MWm de energia convencional para 2026, 2027 e 2028 aumentam o nível de contratação do portfólio.
- **Aceleração do turnaround dos ativos eólicos:** realização de manutenções e reparos programados dos aerogeradores referentes aos parques eólicos adquiridos via M&A, com melhora de 4,4 p.p. na disponibilidade na comparação entre os trimestres.

## DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Receita Líquida</b>	<b>763,0</b>	<b>871,9</b>	<b>14,3%</b>	<b>1.549,2</b>	<b>1.700,5</b>	<b>9,8%</b>
Custo com Energia <sup>1</sup>	(247,6)	(313,8)	26,7%	(474,0)	(609,2)	28,5%
<b>Margem Líquida</b>	<b>515,4</b>	<b>558,0</b>	<b>8,3%</b>	<b>1.075,2</b>	<b>1.091,3</b>	<b>1,5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>347,5</b>	<b>366,2</b>	<b>5,4%</b>	<b>745,8</b>	<b>706,4</b>	<b>-5,3%</b>
<i>Margem EBITDA (%)</i>	45,5%	42,0%	-3,5 p.p.	48,1%	41,5%	-6,6 p.p.
<b>EBITDA Ajustado<sup>2</sup></b>	<b>347,5</b>	<b>373,2</b>	<b>7,4%</b>	<b>756,8</b>	<b>740,8</b>	<b>-2,1%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada (%)</i>	45,5%	42,8%	-2,7 p.p.	48,9%	43,6%	-5,3 p.p.
<b>Lucro Líquido/Prejuízo</b>	<b>35,9</b>	<b>(108,7)</b>	<b>-402,6%</b>	<b>96,3</b>	<b>(211,0)</b>	<b>-319,2%</b>
<b>Lucro Líquido/Prejuízo Ajustado<sup>3</sup></b>	<b>35,9</b>	<b>(104,1)</b>	<b>-389,8%</b>	<b>103,6</b>	<b>(188,3)</b>	<b>-281,8%</b>

1 – Inclui encargos setoriais e de transmissão; 2 – EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes abordados no capítulo de Custos Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas; 3 – Considera os ajustes do EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

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 2T24</b> .....	<b>2</b>
DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS.....	2
<b>A AES BRASIL</b> .....	<b>4</b>
PERFIL CORPORATIVO .....	4
COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS - AUREN ENERGIA S.A. ....	4
AUMENTO DE CAPITAL REFERENTE À CAPITALIZAÇÃO DO ÁGIO .....	5
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (30 DE JUNHO DE 2024) .....	6
PORTFÓLIO.....	7
<b>DESEMPENHO OPERACIONAL</b> .....	<b>9</b>
GERAÇÃO CONSOLIDADA.....	9
GERAÇÃO HÍDRICA.....	9
GERAÇÃO EÓLICA .....	11
GERAÇÃO SOLAR.....	12
<b>DESEMPENHO COMERCIAL</b> .....	<b>13</b>
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO .....	13
BALANÇO ENERGÉTICO – HÍDRICO .....	13
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO</b> .....	<b>14</b>
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA .....	14
CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS .....	16
EBITDA.....	17
RESULTADO FINANCEIRO .....	18
LUCRO LÍQUIDO.....	19
ENDIVIDAMENTO .....	20
INVESTIMENTOS.....	23
FLUXO DE CAIXA GERENCIAL .....	24
<b>PERFORMANCE ESG</b> .....	<b>24</b>
DIRETRIZES E COMPROMISSOS .....	24
<b>CONTEXTO REGULATÓRIO</b> .....	<b>26</b>
<i>CONSTRAINED-OFF</i> DE USINAS EÓLICAS E SOLARES .....	26
MEDIDA PROVISÓRIA (MP) 1.212/2024 .....	27
MARCO LEGAL DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO .....	28
<b>ANEXOS</b> .....	<b>30</b>
INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE .....	30
BALANÇO PATRIMONIAL E DRE .....	34
RESULTADOS POR FONTE .....	35
ENDIVIDAMENTO .....	36
INDICADORES ESG .....	37

# A AES BRASIL

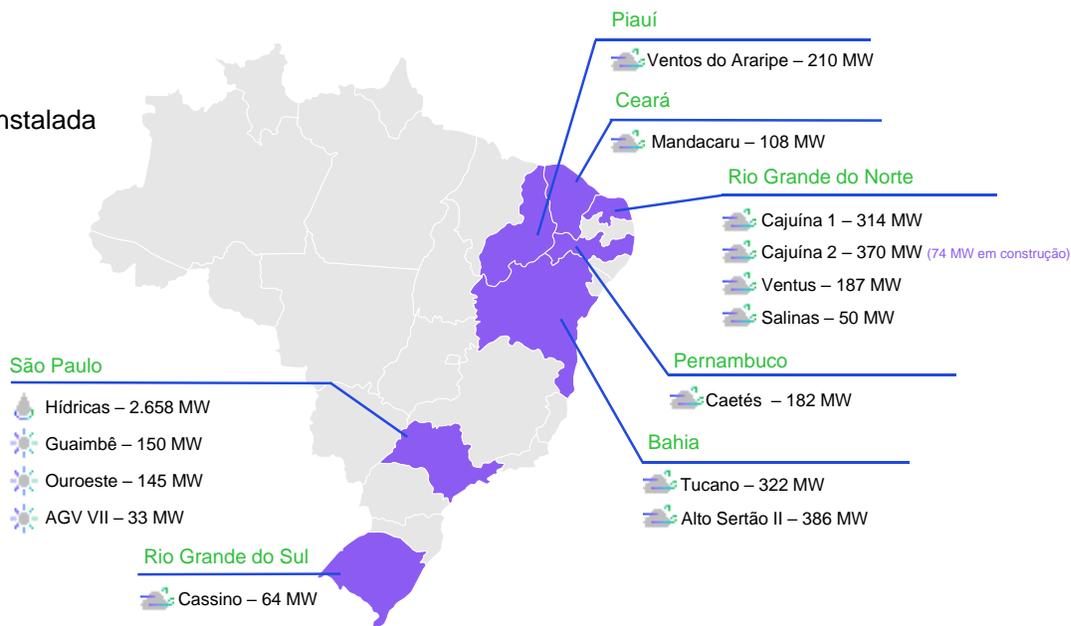
## PERFIL CORPORATIVO

A AES Brasil investe há 25 anos no país e é uma geradora de energia elétrica com portfólio diversificado e 100% renovável. Possui **5,2 GW de capacidade instalada totalmente contratada**.



**5,2 GW**

Capacidade instalada



## COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS - AUREN ENERGIA S.A.

Em 15 de maio de 2024, a AES Brasil divulgou [Fato Relevante](#) sobre a celebração de um **acordo de combinação de negócios com a Auren Energia S.A.** (“acordo”). O acordo, aprovado pelo Conselho de Administração da AES Brasil na mesma data do anúncio, dará origem a uma única companhia aberta listada no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, com potencial de se beneficiar de sinergias corporativas, operacionais e financeiras significativas e sólido portfólio de ativos de geração e comercialização de energia para atender à crescente demanda de energia renovável no Brasil.

O acordo prevê que a operação será realizada por meio da incorporação, pela ARN Holding Energia S.A (“ARN”), uma sociedade cujo capital é integralmente detido pela Auren, da totalidade das ações ordinárias de emissão da AES Brasil, com a consequente conversão da AES Brasil em subsidiária integral da ARN e a emissão, pela ARN, de novas ações ordinárias e preferenciais compulsoriamente resgatáveis.

Como ato subsequente, a ARN será incorporada pela Auren, de modo que a ARN será extinta e a Auren passará a ser titular da totalidade do capital social da AES Brasil (“incorporação”).

## Estrutura da Transação:



1. Constituição da ARN pela Auren e incorporação de ações da AES Brasil pela ARN;
2. Entrega de PNs resgatáveis e ações ordinárias (ONs) da ARN aos acionistas da AES Brasil;
3. As PNs resgatáveis são automaticamente e compulsoriamente resgatadas mediante a entrega aos acionistas da parcela caixa;
4. A Auren incorpora a ARN, emitindo ações ordinárias da Auren aos acionistas da AES Brasil, em substituição às ONs detidas na ARN;
5. Após a incorporação pela Auren, a ARN é extinta e a AES Brasil torna-se subsidiária integral da Auren.

Após o cumprimento/renúncia de todas as condições precedentes à combinação de negócios dispostas no [Acordo de Combinação de Negócios](#) e realização da Assembleia Geral para deliberação das matérias relacionadas à operação, será aberto, para os acionistas da AES Brasil, um período de escolha da opção que desejem exercer no âmbito da combinação de negócios, conforme descrito na tabela abaixo:

	OPÇÃO 01	OPÇÃO 02	OPÇÃO 03
Ações ON Auren recebidas por cada Ação ON AES Brasil	0,68613861386 Ações ON Auren (90% x Relação de Troca)	0,38118811881 Ações ON Auren (50% x Relação de Troca)	0 Ações ON Auren
Valor em moeda corrente nacional recebido por cada Ação ON AES Brasil	R\$ 1,1550	R\$ 5,7750	R\$ 11,5500
Percentual recebido em Ações ON Auren	90%	50%	0%
Percentual recebido em moeda corrente nacional	10%	50%	100%

Adicionalmente, vale destacar que obtivemos a aprovação definitiva, sem restrições, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no dia 1º de julho e os processos de anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e de obtenção do consentimento (waivers) para troca de controle dos credores e de alguns clientes e fornecedores estão em andamento. A expectativa é que o *closing* da operação ocorra em outubro.

## AUMENTO DE CAPITAL REFERENTE À CAPITALIZAÇÃO DO ÁGIO

Em 24 de julho, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a realização do **Aumento de Capital referente à Capitalização do Ágio** – conforme [Fato Relevante](#) divulgado na mesma data –, bem como a [convocação de Assembleia Geral Extraordinária](#) a ser realizada em 15 de agosto de 2024.

O Aumento de Capital ocorrerá com a **emissão de 2.122.371 ações ordinárias da AES Brasil ao preço de R\$ 11,55 por ação, totalizando R\$ 24.513.385,05**, mediante o aporte de 17.108.039 ações ordinárias de emissão da AES Operações pela AES Holding Brasil Ltda (controladora da AES Brasil).

Os ágios refletidos na reserva especial da Companhia foram originados na privatização da AES Tietê e na formação da Companhia Brasileira de Energia, e conferidos à reserva da AES Tietê (atual AES Brasil Operações S.A.) por meio de incorporações de outras sociedades e da reestruturação societária da Companhia Brasileira de Energia. Em 2015, foi firmado um acordo de cessão de direitos entre AES e BNDESPar, determinando que a reserva de ágio deverá ser capitalizada a cada 3 anos ou quando o benefício fiscal atingir R\$ 50 milhões – o que ocorrer primeiro.

Conforme a Resolução CVM 78/2022, o benefício fiscal da reserva de ágio pode ser capitalizado exclusivamente em favor do controlador (AES Holdings Brasil Ltda. e BNDESPar), **garantindo aos demais acionistas o direito de preferência no aumento de capital**, exercido mediante a compra das ações emitidas para manter sua participação acionária.

O preço de emissão (R\$ 11,55/ação) foi determinado de acordo com o artigo 170, § 1º, inciso III da Lei 6.404/76, com base em preço negociado no contexto da combinação de negócios entre a AES Brasil e a Auren Energia S.A., e equivale ao preço médio ponderado pelo volume (VWAP) das ações de emissão da Companhia nos 30 pregões da B3 S.A. anteriores à aprovação do Aumento de Capital pelo Conselho de Administração – entre 12 de junho de 2024 (inclusive) e 23 de julho de 2024 (inclusive), com acréscimo de 1,58%.

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (30 de junho de 2024)



1 – Participação indireta da The AES Corporation via AES Holdings Brasil.

# PORTFÓLIO

## FONTE EÓLICA

Portfólio Eólico	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>810,2</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	OSA GE	2024 a 2026	100%	2015	218,4	101,2	103,6	jan/16	dez/35	204,25	2047
<b>Ventus - RN</b>					<b>187,1</b>	<b>65,8</b>	<b>58,3</b>				
LER 2009	Interno	2024	100%	2014	187,1	65,8	58,3	jul/12	jun/32	336,82	2045
<b>Mandacaru &amp; Salinas - CE/RN</b>					<b>158,5</b>	<b>66,7</b>	<b>66,3</b>				
LER 2009	Interno	-	100%	2014	94,5	39,1	34,9	jul/12	jun/32	335,26	2045
LEN 2011	Interno	-	100%	2014	64,0	27,6	31,4	nov/14	ago/34	218,40	2047
<b>Ativos Eólicos Adquiridos em 2022 - 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 SGRÉ	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 SGRÉ	2028	50%	2023	155,0	71,5	60,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Anglo American	FSA SGRÉ	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: junho/24. Preço bruto de impostos.

## FONTE SOLAR

Portfólio Solar	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>328,3</b>	<b>73,1</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>178,3</b>	<b>43,6</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	200,53	2053
AGV VII	Interno	100%	2024	33,2	8,2	-	-	-	-	2056

1 – Data base: junho/24. Preço bruto de impostos.

## FONTE HÍDRICA

Portfólio Hídrico	Localização (Estado)	Bacia Hidrográfica	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	Fim 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 2 (370 MW) – Rio Grande do Norte

O Complexo Eólico Cajuína 2 está com 99% da construção concluída e 52 dos 65 aerogeradores em operação comercial. As turbinas em operação (296 MW de capacidade) estão conectadas à Subestação Caju, que também conecta todas as máquinas de Cajuína 1 (314 MW de capacidade já operacional).

As 13 máquinas remanescentes (74 MW) se conectam à Subestação Castanha, que foi energizada em 30 de junho. Com isso, a fase de testes dessas máquinas começou em julho, e a expectativa é que estejam concluídas até o final de setembro.

A fase 2 de Cajuína possui contratos de longo prazo para fornecimento de energia para a BRF, Unipar e Microsoft (duração média: 16,4 anos), além de contrato de operação e manutenção completa (FSA) com o fornecedor dos equipamentos, garantindo disponibilidade mínima de 98%.

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

Todos os 52 aerogeradores de Tucano possuem autorização para operação comercial, suprindo energia para Unipar e Anglo American por meio de contratos de longo prazo (duração média: 17,4 anos).

As questões enfrentadas durante os desafios na construção e comissionamento dos aerogeradores foram resolvidas até o final de julho. A Companhia concluiu o processo de *retrofit* das 23 máquinas necessárias.

50 aerogeradores concluíram o *substantial completion* e estão incluídos no FSA com o fornecedor, que assegura a disponibilidade mínima de 97% no primeiro ano e de 98% nos anos subsequentes.

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

O Parque Solar AGV VII foi construído em um território adjacente aos complexos solares Boa Hora e Água Vermelha. A obra foi concluída dentro do orçamento e cronograma projetados. Com a entrada em operação comercial em 30 de julho, a AES Brasil concluiu suas obrigações de expansão com o estado de São Paulo.

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

# DESEMPENHO OPERACIONAL

## GERAÇÃO CONSOLIDADA

Geração (GWh)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>TOTAL</b>	<b>3.898,8</b>	<b>3.201,3</b>	<b>-17,9%</b>	<b>8.466,4</b>	<b>7.002,0</b>	<b>-17,3%</b>
Hídricas	2.754,2	1.736,0	-37,0%	6.210,7	4.325,9	-30,3%
Eólicos	1.014,7	1.341,6	32,2%	1.981,0	2.399,7	21,1%
Ativos Eólicos - ACR	870,7	878,5	0,9%	1.732,7	1.521,1	-12,2%
Novos Ativos Eólicos - ACL (Tucano e Cajúina)	144,0	463,1	221,6%	248,3	878,6	253,9%
Solares	129,9	123,8	-4,8%	274,8	276,4	0,6%

## 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. **As usinas da AES Brasil representam aproximadamente 2% de toda a garantia física hídrica que compõe o MRE.**

Em 2024, a Companhia optou por **não aderir à alocação do MRE para a UHE Água Vermelha (694,5 MWm de Garantia Física)**, que representa 58% da garantia física hídrica total no portfólio da AES Brasil, enquanto as demais usinas hídricas seguiram a sazonalização do sistema. Com isso, tanto a garantia física alocada pela Companhia quanto o volume alocado pelas usinas do MRE como um todo foram maiores no trimestre e acumulado do ano se comparado aos mesmos períodos de 2023.

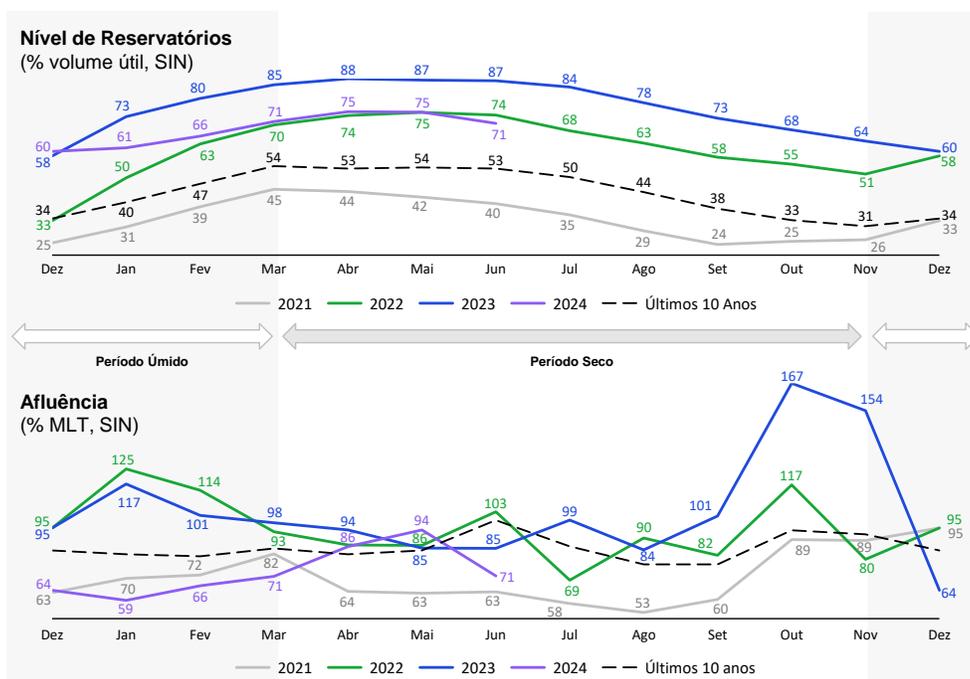
O despacho das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e **foi menor no 2T24** se comparado ao mesmo período de 2023, com a finalidade de preservar os reservatórios em níveis confortáveis após um cenário de afluência abaixo das expectativas para o período úmido encerrado em abril de 2024.

**A afluência média do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de 84,9% da MLT<sup>1</sup> no 2T24 e 73,6% no 1S24** (vs 89,0% no 2T23 e 98,4% no 1S23). Como resultado de um período úmido com chuvas inferiores à MLT, os reservatórios do Brasil registraram uma redução nos seus volumes úteis no período (média de 73,5% no 2T24 e 69,7% no 1S24 vs 87,2% no 2T23 e 83,3%). Entretanto, o volume permaneceu acima da média histórica dos últimos 10 anos.

Segundo dados do ONS, a **carga<sup>2</sup> média de energia do SIN atingiu 73,5 GWm no trimestre e 73,4 GWm no acumulado do ano**, 4,6 e 5,4% superior ao 2T23 e 1S23, respectivamente. Este comportamento reflete a retomada gradual da atividade econômica, aliada a temperaturas acima da média acarretadas pelo fenômeno meteorológico/oceânico El Niño.

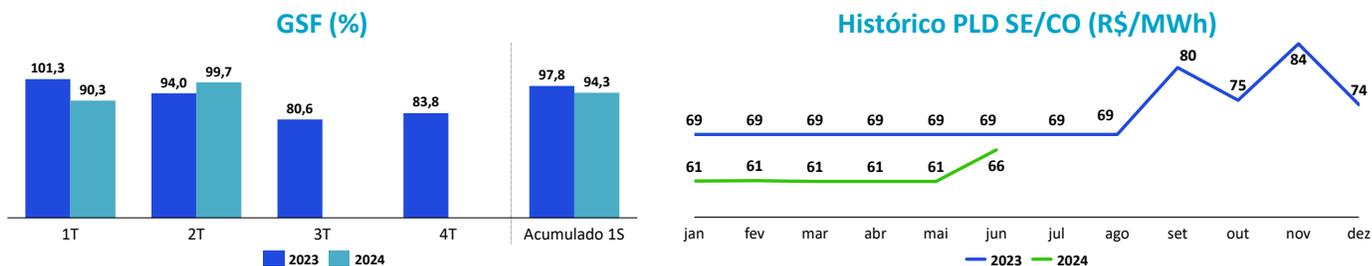
<sup>1</sup> Média de Longo Termo.

<sup>2</sup> Carga não considera a Geração Distribuída em Micro e Mini Escala (MMGD).



Como consequência dos fatores mencionados, o **GSF foi de 99,7% no 2T24**, 5,6 p.p. superior ao mesmo período do ano anterior. No acumulado do ano, o GSF totalizou 94,3%, 3,5 p.p. inferior se comparado ao 1S23.

O **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 62,83/MWh no trimestre e R\$ 61,99/MWh no acumulado do ano, praticamente em linha com o limite inferior estabelecido pela ANEEL para 2024 (R\$ 61,07/MWh).



## Desempenho AES Brasil

Como reflexo do cenário hidrológico do período, considerando, principalmente o menor despacho hídrico pelo ONS, o **volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da AES Brasil atingiu 1.736,0 GWh no 2T24 e 4.325,9 GWh no 1S24**, inferior em 37,0% e 30,3% no trimestre e acumulado, respectivamente (vs 2.754,2 GWh no 2T23 e 6.210,7 no 1S23).

No caso das usinas participantes do MRE, um dos principais balizadores do desempenho operacional é o índice de disponibilidade<sup>3</sup>. As usinas hidrelétricas da AES Brasil apresentaram **disponibilidade média de 96,0% no 2T24** (+3,9 p.p. vs o 2T23) e **94,2% no 1S24** (+2,7 p.p. vs o 2T23).

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

<sup>3</sup> Indicador considera a disponibilidade das Unidades Geradoras (UG) conectadas ao sistema ou disponíveis quando paradas. Ele avalia o tempo, em horas, que a UG está disponível e a qualidade dessa disponibilidade.

## GERAÇÃO EÓLICA

A geração eólica bruta atingiu **1.341,6 GWh no trimestre, aumento de 32,2%** quando comparada ao 2T23 (1.014,7 GWh), e **2.399,7 GWh no semestre, 21,1% superior** ao mesmo período do ano anterior.

O crescimento no volume de geração é explicado, principalmente, pela entrada em operação faseada dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína. Os novos complexos geraram, juntos, 463,1 GWh no trimestre (vs 144,0 GWh no 2T23) e 878,6 GWh no acumulado do ano (vs 248,3 GWh no 1S23).

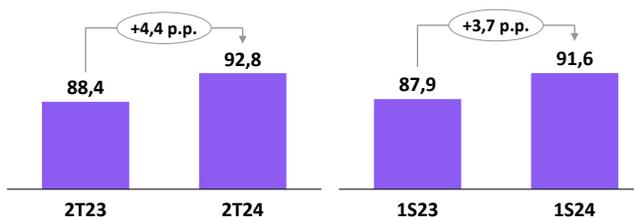
Em relação à **disponibilidade** dos ativos, vale destacar a aceleração das manutenções realizadas no plano de *turnaround* nos primeiros meses de 2024, período de baixa safra de ventos, que resultou, no 2T24, em um aumento de 4,4 p.p. na disponibilidade consolidada dos ativos adquiridos via M&A quando comparado ao mesmo período de 2023. No 2T24, a **disponibilidade** média atingiu 92,8% (vs 88,4% no 2T23), com destaque para as evoluções em Mandacaru (+10,0 p.p.), Ventus (+6,3 p.p.) e Alto Sertão II (+5,8 p.p.). Neste cenário, cabe destacar o término do contrato de O&M de 2 dos 3 complexos que compõem Ventus (Miassaba e Rei dos Ventos 3), com a concretização da internalização no 2T24.

No acumulado do ano de 2024, a **disponibilidade** média consolidada aumentou 3,7 p.p. atingindo 91,6%, desconsiderando a indisponibilidade de 1 dos 2 transformadores de Ventos do Araripe que ocorreu no 1T24, mas que teve o reparo e reenergização no 2T24.

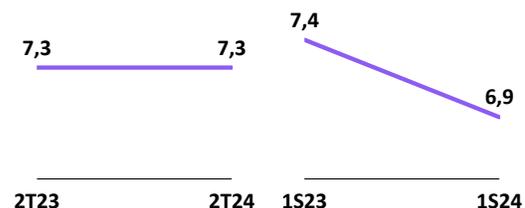
Além disso, os **ventos** mais fracos na região Nordeste, registrados entre janeiro e abril de 2024, retornaram aos níveis esperados para o período a partir de maio. Com isso, a velocidade média ponderada pela capacidade dos parques foi de 7,3 m/s no 2T24, em linha com o mesmo período de 2023. Já no acumulado do ano, a velocidade média dos ventos atingiu 6,9 m/s, 6,0% inferior ao 1S23 (7,4 m/s), impactado pelo 1T24.

Por fim, vale mencionar a intensificação do **curtailment** registrado no portfólio eólico da Companhia, totalizando 91,8 GWh no trimestre (vs 18,4 GWh no 2T23), com destaque para a restrição de 34,6 GWh em Cajuína. No acumulado do ano, segundo dados do ONS, o volume de restrições atingiu 109,2 GWh (vs 25,9 GWh no 1S23), sendo 36,6% deste volume registrado em Cajuína. Em termos comparativos, a representatividade do *curtailment* na geração potencial<sup>4</sup> das usinas eólicas da AES Brasil atingiu 6,4% no trimestre, aumento de 4,6 p.p. na comparação com o 2T23. No 1S24, o indicador atingiu 4,4% da geração potencial, +3,1 p.p. em relação ao 1S23.

Disponibilidade Média Consolidada<sup>5</sup> (%)



Velocidade Média dos Ventos<sup>6</sup> (m/s)



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

<sup>4</sup> Considera a soma do volume total de energia gerado e do volume total de curtailment no portfólio eólico.

<sup>5</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 em todos os períodos comparáveis, pois estão parcialmente em operação. Adicionalmente, não considera Ventos do Araripe no 1S24, uma vez que a limitação de disponibilidade durante o 1T24 não afetou a geração no cenário registrado de ventos.

<sup>6</sup> Velocidade média dos ventos ponderada pela capacidade instalada dos parques. Não considera Tucano e Cajuína, parcialmente em operação.

## GERAÇÃO SOLAR

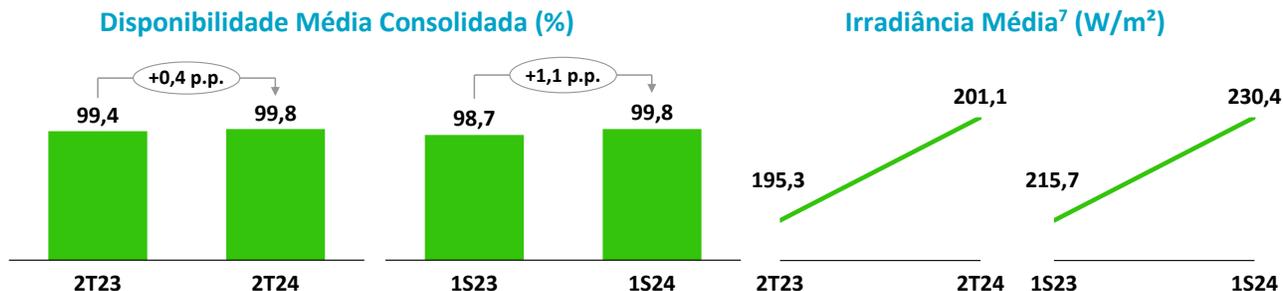
Os complexos solares registraram **geração bruta de 123,8 GWh no 2T24 e 276,4 GWh no 1S24**, redução de 4,8% no trimestre (vs 129,9 GWh no 2T23) e aumento de 0,6% no acumulado do ano (vs 274,8 GWh no 1S23).

De maneira geral, os indicadores operacionais das usinas solares apresentaram uma evolução positiva no 2T24 e 1S24 se comparado aos mesmos períodos do ano anterior. A disponibilidade média consolidada atingiu 99,8% no 2T24 e 1S24, aumento de 0,4 p.p. em relação ao 2T23 e 1,1 p.p. se comparado ao 1S23.

A irradiância aumentou 3,0% no trimestre e 6,8% no acumulado do ano, uma vez que a região onde os complexos estão localizados foi menos afetada por dias chuvosos e/ou com maior nebulosidade, fatores que comprometem esse indicador.

Por outro lado, a geração das usinas solares no trimestre e acumulado do ano foi influenciada pela redução de eficiência dos módulos acarretada pela sujeira, cuja intensidade é particularmente agravada pelo clima seco na região, aumentando a deposição de poeira e partículas sobre os painéis solares. Para contornar a situação, a Companhia adquiriu dois novos equipamentos de limpeza, que são cerca de cinco vezes mais eficientes do que os anteriores, otimizando a manutenção dos módulos e a eficiência da geração de energia.

Além disso, é importante mencionar que, por estarem localizadas no estado de São Paulo, as usinas solares da AES Brasil se beneficiam de uma demanda energética constante e elevada em função da industrialização e densidade demográfica da região, além de uma maior robustez da infraestrutura de rede. Combinados, estes fatores reduzem a probabilidade de *curtailment* se comparado às usinas localizadas nas demais regiões do país.



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

<sup>7</sup> Irradiância média ponderada pela capacidade instalada dos parques.

# DESEMPENHO COMERCIAL

## NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO

Dados em MWm	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Recursos Totais (A)</b>	<b>2.117</b>	<b>2.184</b>	<b>2.185</b>	<b>2.184</b>	<b>2.187</b>	<b>2.190</b>	<b>2.190</b>
Garantia Física Hídrica	1.153	1.148	1.149	1.148	1.151	1.154	1.154
Garantia Física Eólica e Solar	964	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>1.395</b>	<b>1.351</b>	<b>1.274</b>	<b>1.102</b>	<b>946</b>	<b>640</b>	<b>629</b>
Portfólio Hídrico	1.933	1.517	1.354	1.177	981	605	594
Compras para Revenda	(888)	(568)	(482)	(477)	(437)	(368)	(368)
Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	349	402	402	402	402	402	402
<b>Vendas Totais (D = B + C)</b>	<b>1.992</b>	<b>1.948</b>	<b>1.871</b>	<b>1.699</b>	<b>1.543</b>	<b>1.236</b>	<b>1.225</b>
<b>Hedge GSF (E)</b>	<b>103</b>	<b>164</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>173</b>	<b>173</b>	<b>173</b>
<b>Energia Descontratada (A - D - E)</b>	<b>23</b>	<b>72</b>	<b>142</b>	<b>313</b>	<b>472</b>	<b>781</b>	<b>792</b>
Convencional	0	0	48	188	266	555	555
Incentivada	23	72	94	125	206	227	238
<b>Nível de Contratação Total do Portfólio</b>	<b>99%</b>	<b>96%</b>	<b>93%</b>	<b>84%</b>	<b>77%</b>	<b>61%</b>	<b>61%</b>
<b>Nível de Contratação Hídrico</b>	<b>100%</b>	<b>96%</b>	<b>89%</b>	<b>72%</b>	<b>56%</b>	<b>24%</b>	<b>23%</b>

Dados em R\$/MWh <sup>1</sup> , data base: jun/24	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Preço Médio de Venda</b>	<b>185</b>	<b>195</b>	<b>190</b>	<b>193</b>	<b>194</b>	<b>206</b>	<b>206</b>
ACR	250	250	250	250	250	250	250
ACL - Portfólio Hídrico	162	170	158	158	154	160	159
ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	199	208	208	209	209	210	211

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 inclui ICMS e encargos setoriais (P&D e CFURH), de responsabilidade do vendedor, vigentes e regulamentados na data referenciada. Para mais informações, consulte nosso Guia de Modelagem.

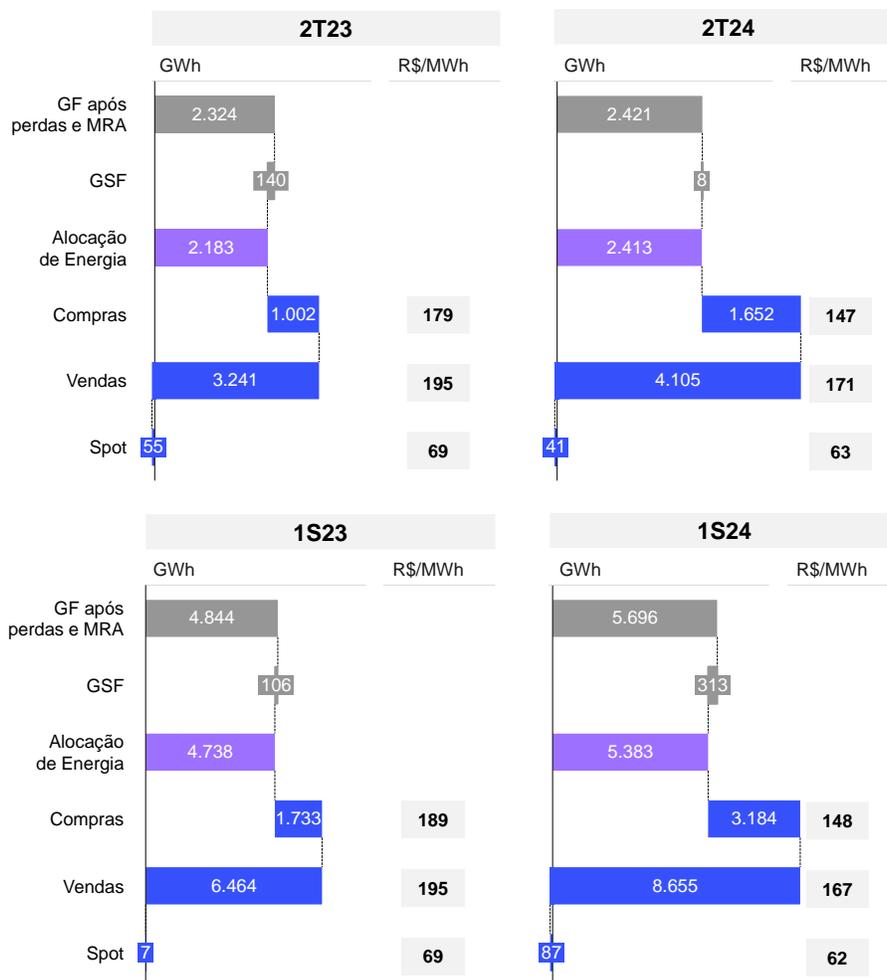
É importante destacar que a AES Brasil tem por estratégia a contratação máxima de seu portfólio hídrico até sua expectativa de GSF para o ano, deixando um volume para o mecanismo de **hedge contra o GSF**. Neste sentido, a Companhia já possui esta estratégia equacionada para o curto e médio prazo, e trabalha continuamente para a manutenção e adequação desta estratégia, especialmente a partir do seu braço de comercialização.

## BALANÇO ENERGÉTICO<sup>8</sup> – Hídrico

Para 2023, a sazonalização da garantia física da AES Brasil seguiu a alocação do MRE. Conforme mencionado acima, em 2024, a Companhia optou por não aderir à alocação do MRE para a UHE Água Vermelha (58% da garantia física do portfólio hídrico), enquanto as demais usinas hídricas seguiram a sazonalização do sistema.

A seguir, destacamos o balanço energético hídrico do trimestre e acumulado do ano:

<sup>8</sup> Balanço gerencial, considerando operações *intercompany*.



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

## DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

### RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 871,9 milhões no 2T24, aumento de 14,3% em comparação ao 2T23 (R\$ 763,0 milhões). A **margem operacional líquida**<sup>9</sup> totalizou R\$ 558,0 milhões no 2T24, aumento de 8,3% vs o 2T23, refletindo:

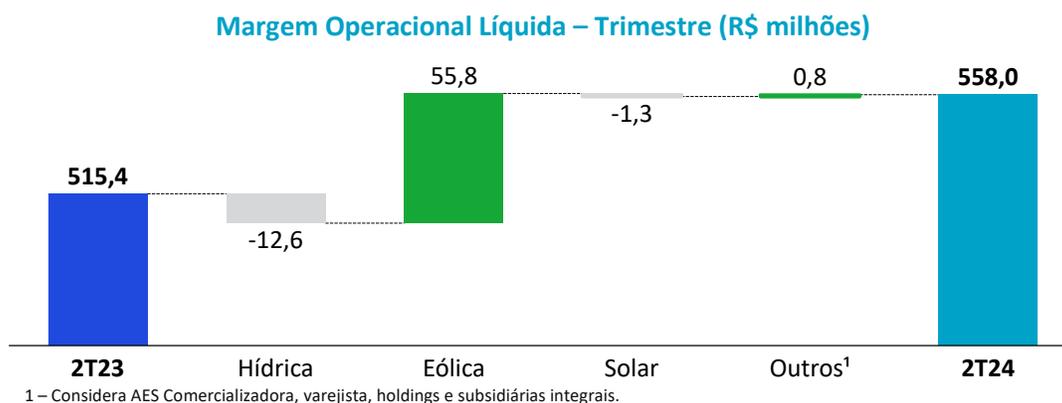
- **Hídrica:** a redução de R\$ 12,6 milhões no trimestre reflete, principalmente, a receita não recorrente de cerca de R\$ 9,7 milhões contabilizada no 2T23 referente ao volume de exportação de energia da EVT (Energia Vertida Turbinável).
- **Eólica:** aumento de R\$ 55,8 milhões, reflexo da operação comercial faseada de Tucano e Cajuína, com aumento de 319,1 GWh (+221,6%) no volume de energia gerada por estes complexos, e da aceleração do processo de *turnaround* dos ativos comercializados no ACR, que aumentou em 4,4 p.p. a

<sup>9</sup> Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

disponibilidade média destes ativos. Em contrapartida, o *curtailment* registrado, de acordo com o ONS, foi 73,4 GWh superior ao 2T23, equivalente a quase 4 vezes o volume do mesmo período do ano anterior.

Adicionalmente, é importante mencionar que, no 2T23, houve a contabilização de R\$ 27,0 milhões referente às compensações por atraso previstas nos contratos de construção e fornecimento de turbinas em Tucano – que não se repetiu em 2024.

- **Solar:** a variação de R\$ 1,3 milhão reflete a queda de 4,8% no volume de energia gerado no trimestre pela redução de eficiência dos módulos acarretada pela sujeira causada pelo clima mais seco na região dos ativos. Esse desvio está sendo endereçado pela otimização do processo de limpeza das placas, conforme comentado anteriormente.



No acumulado do ano, a receita operacional líquida totalizou R\$ 1.700,5 milhões, 9,8% superior ao 1S23 (R\$ 1.549,2 milhões). A **margem operacional líquida**<sup>10</sup> totalizou R\$ 1.091,3 milhões no 1S24, aumento de 1,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo:

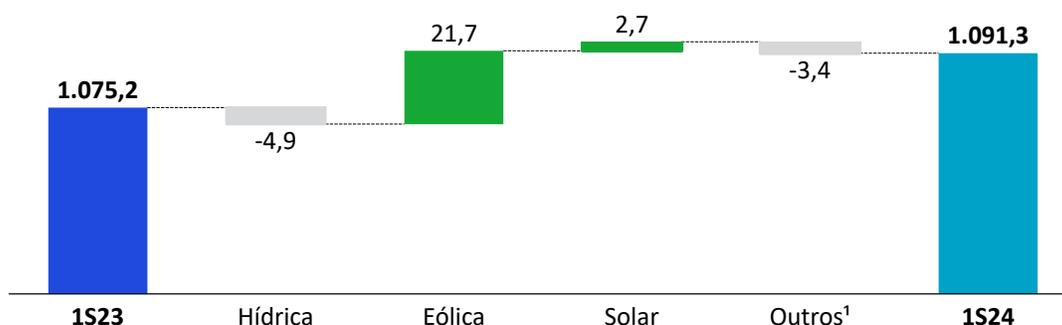
- **Hídrica:** assim como na variação do trimestre, a redução R\$ 4,9 milhões reflete principalmente a receita não recorrente referente ao volume de exportação de energia da EVT de cerca de R\$ 10,3 milhões no 1S23. Segundo dados do ONS, o Brasil exportou aproximadamente 1,8 GWm no período.
- **Eólica:** aumento de R\$ 21,7 milhões, reflexo da operação comercial faseada de Tucano e Cajuína, parcialmente mitigada pela menor velocidade dos ventos (-6,0%), principalmente influenciada pelo regime de ventos do 1º trimestre.

Ainda, vale mencionar a contabilização de R\$ 53,4 milhões em compensações por atraso no 1S23, que não se repetiram em 2024.

- **Solar:** aumento de R\$ 2,7 milhões, principalmente devido à atualização anual por inflação dos contratos regulados, parcialmente compensada pela redução da eficiência dos módulos em função da sujeira acarretada pelo tempo seco, conforme mencionado acima.
- **Outros:** redução de R\$ 3,4 milhões, principalmente influenciada pelo resultado da comercializadora em um cenário de volatilidade de preços.

<sup>10</sup> Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

### Margem Operacional Líquida – Acumulado (R\$ milhões)



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

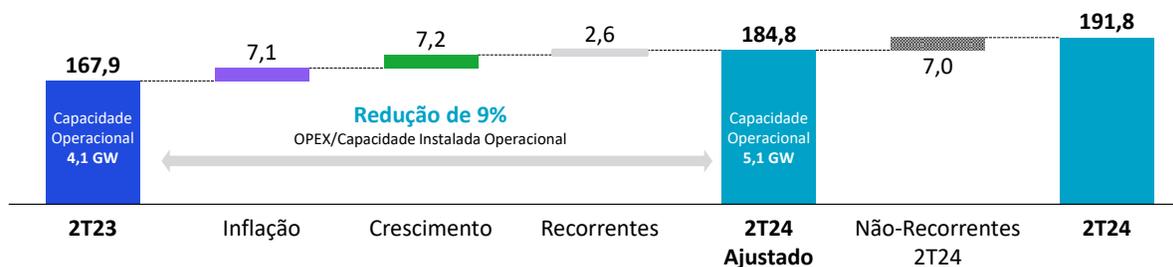
## CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 191,8 milhões no 2T24. Ajustado pelos efeitos não recorrentes, **os custos e despesas somaram R\$ 184,8 milhões no 2T24**, aumento de 10,1% em relação ao 2T23 (R\$ 167,9 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. Com a entrada em operação faseada, os projetos deixam gradualmente de ser capitalizados.
- **Recorrentes:** aumento nas despesas com seguros relacionado à renovação de apólices, aliado ao crescimento em serviços de terceiros em função da aceleração do *turnaround* dos ativos eólicos.
- **Não-Recorrentes 2T24:** despesas com a combinação de negócios entre a AES Brasil e Auren (R\$ 4,0 milhões) e provisão de processo cível (R\$ 8,6 milhões), parcialmente compensadas pelo recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,6 milhões).

Vale destacar que, múltiplo de OPEX por Capacidade Instalada Operacional do 2T24 reduziu 9,4% quando comparado ao mesmo período de 2023, evidenciando a eficiência na gestão dos custos e despesas.

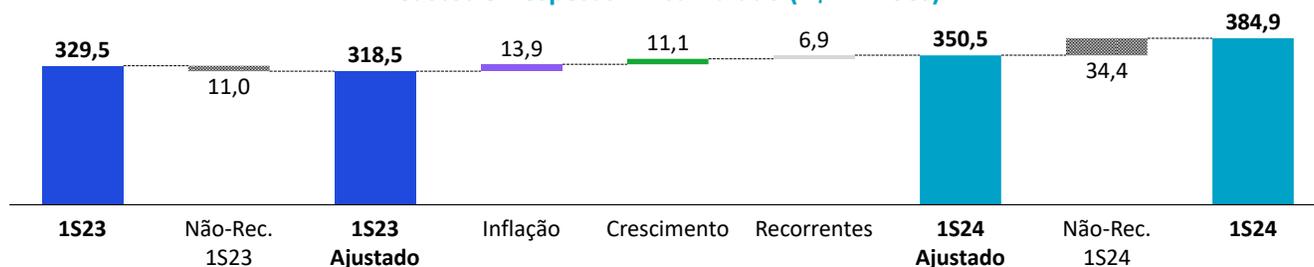
### Custos e Despesas – Trimestre (R\$ milhões)



Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 384,9 milhões no acumulado do ano. Ajustado pelos efeitos não recorrentes, **os custos e despesas somaram R\$ 350,4 milhões no período**, aumento de 10,1% em relação ao 1S23 ajustado (R\$ 318,4 milhões). A variação é explicada por:

- **Não-Recorrentes 1S23:** provisão de ativos decorrente da venda das usinas de Geração Distribuída (R\$ 23,0 milhões) e do sinistro relacionado ao incidente envolvendo um rotor em Ventos do Araripe (R\$ 9,9 milhões), parcialmente compensados por reversões de contingências (R\$ 15,1 milhões).
- **Inflação:** correção dos custos e despesas pela inflação do período.
- **Crescimento:** despesas relacionadas aos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.
- **Recorrentes:** assim como no trimestre, o aumento reflete, principalmente, o crescimento nos custos e despesas com serviços de terceiros e materiais em função da aceleração do turnaround dos ativos eólicos, visando maior eficiência operacional focada na otimização da performance dos complexos.
- **Não-Recorrentes 1S24:** além dos efeitos não-recorrentes registrados no 2T24, considera as despesas com a manutenção bianual das eclusas (R\$ 15,1 milhões) e o ajuste do preço de compra do Complexo Eólico Alto Sertão (R\$ 22,2 milhões), em função do melhor desempenho do parque se comparado ao cenário base de aquisição. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela indenização de sinistro por danos materiais e lucros cessantes em Ventos do Araripe (R\$ 9,9 milhões).

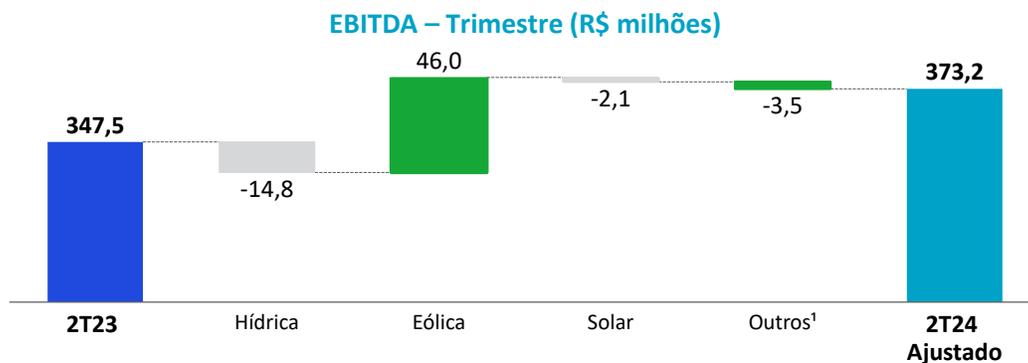
#### Custos e Despesas – Acumulado (R\$ milhões)



## EBITDA

A AES Brasil registrou um EBITDA de R\$ 366,2 milhões no 2T24. Excluídos os efeitos não recorrentes descritos na seção anterior, o **EBITDA 2T24 Ajustado totalizou R\$ 373,2 milhões**, 7,4% superior ao 2T23. A variação entre os períodos é explicada a seguir:

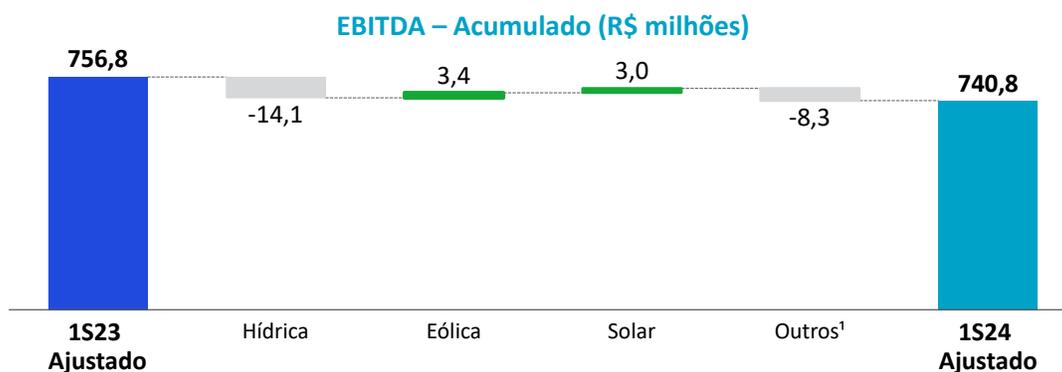
- **Hídrica:** a redução de R\$ 14,8 milhões reflete, assim como explicado na seção da margem hídrica, a receita não recorrente referente ao volume de exportação de energia da EVT de cerca de R\$ 9,7 milhões no 2T23, acrescido do aumento nas despesas de Seguros pela renovação das apólices.
- **Eólicas:** o crescimento de R\$ 46,0 milhões reflete, principalmente, o aumento da capacidade operacional do portfólio com a entrada em operação gradual de Tucano e Cajuína, que contribuem com o aumento de 319,1 GWh no volume de geração desses complexos entre os períodos. Além disso, o aumento da disponibilidade média do portfólio e a retomada da velocidade dos ventos foram parcialmente compensados pela maior incidência de *curtailment* no trimestre e pela contabilização de R\$ 27,0 milhões no 2T23, decorrente do ressarcimento por atrasos em Tucano.
- **Solares:** redução de R\$ 2,1 milhões, reflexo da menor geração em função da perda na eficiência dos módulos acarretada pela intensificação da sujeira em função do tempo seco.



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

No acumulado do ano, a Companhia registrou um EBITDA de R\$ 706,4 milhões. Excluídos os efeitos não recorrentes do período descritos na seção anterior, o **EBITDA 1S24 Ajustado totalizou R\$ 740,8 milhões**, 2,1% inferior ao 1S23 ajustado. A variação entre os períodos é explicada a seguir:

- **Hídrica:** assim como na variação do trimestre, a redução R\$ 14,1 milhões, reflete, principalmente, a receita não recorrente referente ao volume de exportação de energia da EVT de cerca de R\$ 10,3 milhões, acrescido do aumento de 32% nas despesas de seguros pela renovação das apólices
- **Eólicas:** aumento de R\$ 3,4 milhões, reflexo da melhora na disponibilidade e da contribuição crescente de Tucano e Cajuína. Em contrapartida, o resultado acumulado é influenciado pela menor velocidade média dos ventos (-6,0%) e maior incidência de *curtailment* (+321,9%), além da contabilização de R\$ 53,4 milhões em compensações por atraso em Tucano ocorrida no 1S23 que não se repetiu em 2024.
- **Solares:** aumento de R\$ 3,0 milhões, reflexo da boa performance operacional dos ativos combinada com o ajuste anual dos contratos, parcialmente compensado pela redução de eficiência dos módulos.
- **Outros:** variação influenciada, principalmente, pelo resultado da comercializadora em um cenário de incerteza no mercado (-R\$ 5,7 milhões) e despesas de holding.



1 – Considera AES Comercializadora, varejista, holdings e subsidiárias integrais.

## RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 256,6 milhões no 2T24 e R\$ 502,0 milhões no acumulado do ano (vs R\$ 143,9 milhões no 2T23 e R\$ 288,6 milhões no 1S23).

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>132,0</b>	<b>77,7</b>	<b>-41,2%</b>	<b>282,4</b>	<b>154,5</b>	<b>-45,3%</b>
Rendimento de Aplicações Financeiras	107,3	64,7	-39,7%	257,8	117,8	-54,3%
Rendimento de Cauções e Depósitos Judiciais	29,0	14,1	-51,5%	37,5	28,8	-23,3%
Outras	(4,3)	(0,8)	-82,6%	(13,3)	8,3	-162,4%
Variações Cambiais	0,1	(0,3)	-535,1%	0,4	(0,4)	-212,5%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(275,9)</b>	<b>(334,2)</b>	<b>21,1%</b>	<b>(571,0)</b>	<b>(656,4)</b>	<b>15,0%</b>
Encargos de Dívida	(275,0)	(244,7)	-11,0%	(548,7)	(472,5)	-13,9%
Atualização Monetária Debênture / Empréstimos	(40,8)	(55,4)	35,6%	(112,2)	(129,7)	15,6%
Atualizações Monetárias <sup>1</sup>	(19,5)	(11,1)	-43,3%	(33,8)	(21,6)	-36,1%
Juros Capitalizados trans. p/o imobilizado/intangível em curso	118,4	41,1	-65,2%	256,5	90,2	-64,9%
Outras	(58,1)	(64,2)	10,4%	(130,5)	(122,6)	-6,0%
Variações Cambiais	(0,9)	(0,1)	-92,1%	(2,4)	(0,2)	-91,2%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(143,9)</b>	<b>(256,6)</b>	<b>78,3%</b>	<b>(288,6)</b>	<b>(502,0)</b>	<b>73,9%</b>

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

## Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 77,7 milhões no 2T24 e R\$ 154,5 milhões no acumulado do ano, redução de 41,2% e 45,3% em relação ao 2T23 e 1S23, respectivamente, reflexo da redução do saldo de caixa entre os períodos (R\$ 2,8 bilhões em jun/24 vs R\$ 3,9 bilhões em jun/23), aliado ao menor CDI médio (2T24: 10,51% vs 2T23: 13,65% | 1S24: 10,88% vs 1S23: 13,65%).

## Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 334,2 milhões no 2T24 e R\$ 656,4 milhões no 1S24, superior em 21,1% no trimestre e 15,0% no acumulado do ano. A variação reflete, principalmente, a redução nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso, reflexo da operação total do Complexo Eólico Cajuína 1 e operações faseadas de Tucano e Cajuína 2.

## LUCRO LÍQUIDO

Como resultado dos fatores mencionados e aliado ao aumento da depreciação e amortização (+35,5% no trimestre e +25,2% no acumulado do ano), a AES Brasil registrou prejuízo ajustado de **R\$ 104,1 milhões no 2T24** e **R\$ 188,3 milhões no 1S24** (vs lucro líquido de R\$ 35,9 milhões no 2T23 e lucro líquido ajustado de R\$ 103,6 milhões no 1S23).



1 – Considera os ajustes efetuados no EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

## ENDIVIDAMENTO

A Dívida Bruta<sup>11</sup> consolidada da AES Brasil totalizou R\$ 12,1 bilhões ao final do 2T24, 2,5% acima do mesmo período de 2023 (R\$ 11,8 bilhões). A variação do saldo é explicada, principalmente, pelo:

- (i) Captação da 2ª Emissão de Debêntures de Veleiros (*cluster* Unipar) no 4T23 (R\$ 160,0 milhões);
- (ii) Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Potengi (*cluster* BRF) no 1T24 (R\$ 300,0 milhões);
- (iii) Captação da 2ª emissão de Debêntures de Potengi (*cluster* BRF) no 2T24 (R\$ 210,0 milhões);
- (iv) Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Ventos de Santa Tereza 07 no 2T24 (900,0 milhões);
- (v) Pré-pagamento parcial de R\$ 757,5 milhões da 1ª Emissão de Debêntures de AES Brasil Energia, resultando um saldo remanescente de R\$ 335,2 milhões;
- (vi) Pré-pagamentos parciais obrigatórios de R\$ 159,5 milhões referentes à 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros (*cluster* Unipar), resultando em um saldo remanescente de R\$ 292,0 milhões no 4T23, e de R\$ 284,4 milhões no 1T24 e R\$ 200,4 milhões no 2T24 referentes à 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi (*cluster* BRF), resultando um saldo remanescente de R\$ 544,3 milhões ao final de março e R\$ 301,2 milhões ao final de junho de 2024;
- (vii) Pré-pagamentos parciais facultativos da 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi (R\$ 50,0 milhões) e da 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros (R\$ 16,2 milhões);
- (viii) Juros, amortizações e atualizações monetárias incorridos e/ou pagos entre os períodos, além dos movimentos na AES Operações, descritos a seguir.

A AES Operações encerrou o 2T24 com Dívida Bruta<sup>12</sup> consolidada de R\$ 6,0 bilhões, 1,7% superior ao 2T23 (R\$ 5,9 bilhões). A variação é explicada, principalmente, pela captação da 11ª Emissão de Debêntures da AES Operações (R\$ 600,0 milhões) no trimestre, além dos juros e amortizações pagos entre os períodos.

Em 30 de junho, o Caixa<sup>13</sup> consolidado da AES Brasil somava R\$ 2,8 bilhões, enquanto a AES Operações somava R\$ 2,0 bilhões. Desta forma, a Dívida Líquida é apresentada abaixo:

Endividamento (R\$ milhões)	AES Brasil			AES Operações		
	2T23	2T24	Var	2T23	2T24	Var
Dívida Bruta	11.838,3	12.129,3	2,5%	5.918,7	6.020,1	1,7%
Caixa	3.932,5	2.763,1	-29,7%	1.724,3	1.999,7	16,0%
Dívida Líquida	7.905,8	9.366,2	18,5%	4.194,4	4.020,4	-4,1%

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

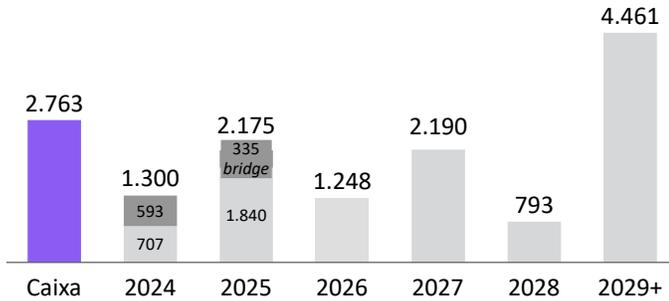
<sup>11</sup> Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas, operações de compra e venda de energia.

<sup>12</sup> Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

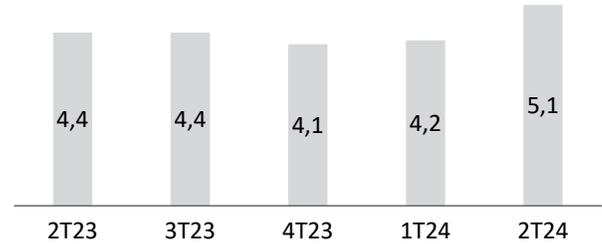
<sup>13</sup> Considera Caixa e Aplicações Financeiras.

## Indicadores de Dívida em 30 de junho de 2024

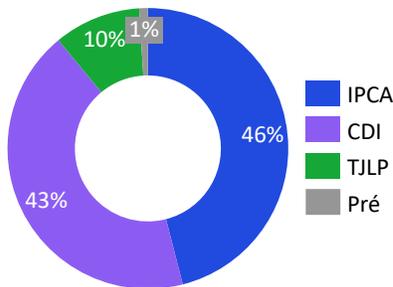
**Cronograma de Amortização Consolidado AES Brasil**  
(R\$ milhões)<sup>14</sup>



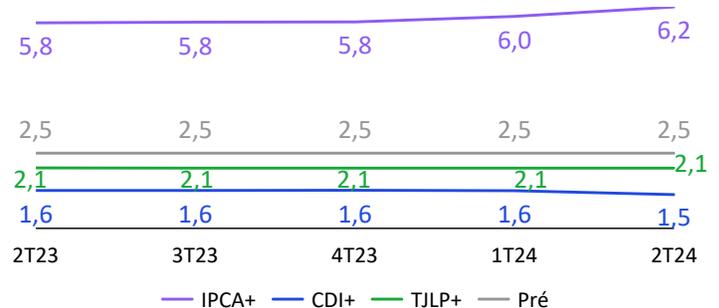
**Prazo Médio Consolidado AES Brasil (anos)**



**Dívida Bruta por Indexador Consolidado<sup>15</sup>**



**Custo Consolidado AES Brasil (% a.a.)<sup>16</sup>**



A estratégia da Companhia continua direcionada à **obtenção de financiamentos de longo prazo para substituir os empréstimos-ponte que vencem entre 2024 e 2025**. Tal estratégia tem como objetivo principal estender o prazo médio da dívida, migrar sua exposição ao CDI para o IPCA e, conseqüentemente, diminuir o custo médio.

Além das emissões realizadas durante o primeiro semestre de 2024, foram contratadas linhas de financiamento subsidiado que ainda não foram desembolsados, são eles: (i) R\$ 143,0 milhões da linha do FDNE contratada em Santa Tereza 01, sob controle de Potengi (BRF); e (ii) R\$ 220,0 milhões do BNB (FNE) contratadas em São Ricardo 03 e 04, sob controle de Veleiros (Unipar III). Essas emissões substituirão parte dos empréstimos-ponte utilizados para custear as despesas de construção de Cajuína por financiamentos de longo prazo nos projetos.

Com essas operações, o prazo médio consolidado da dívida, que era de 5,1 anos ao final do 2T24, será estendido para **5,6 anos**. Paralelamente, a exposição ao CDI será reduzida para 39%, proporcionando a maior proteção natural dos resultados, uma vez que os contratos de venda de energia são ajustados anualmente pelo IPCA.

Abaixo destacamos o perfil da dívida após a conclusão e liquidação das emissões listadas acima:

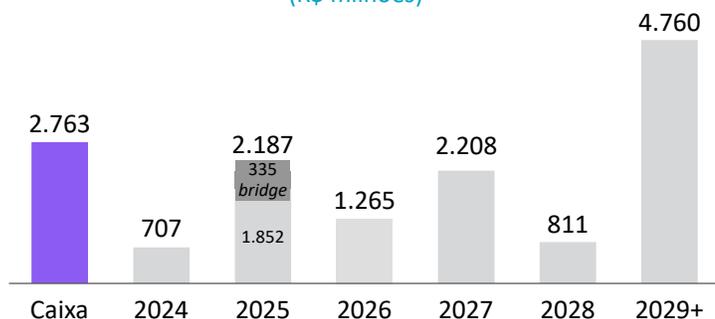
<sup>14</sup> Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>15</sup> Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>16</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.

## Indicadores de Dívida – Cenário após implementação das operações contratadas

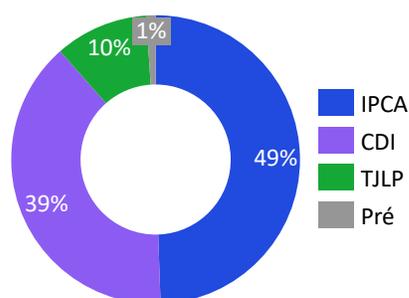
**Cronograma de Amortização Contratado AES Brasil**  
(R\$ milhões)<sup>17</sup>



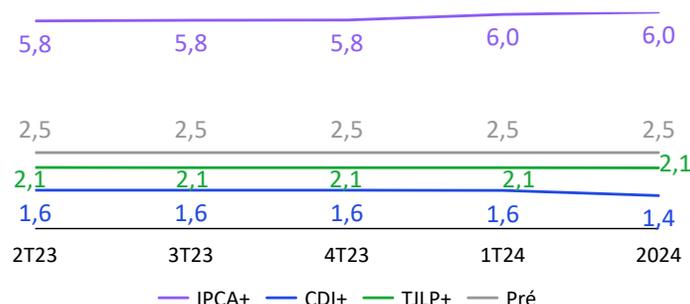
**Prazo Médio Consolidado Contratado AES Brasil (anos)**



**Dívida Bruta por Indexador Contratado<sup>18</sup>**



**Custo Consolidado Contratado AES Brasil (% a.a.)<sup>19</sup>**



## Covenants

O Índice de Alavancagem da **AES Brasil Operações** (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado<sup>20</sup>) encerrou o 2T24 em 3,16x, enquanto o Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) encerrou o trimestre em 2,45x.

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>18</sup> Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

<sup>19</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>20</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)	2T23	2T24	Var
<b>Dívida Bruta</b>	<b>5.918,7</b>	<b>6.020,1</b>	<b>1,7%</b>
Disponibilidades	1.724,3	1.999,7	16,0%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>4.194,4</b>	<b>4.020,4</b>	<b>-4,1%</b>
EBITDA Ajustado (Últimos 12 meses)	1.278,9	1.271,1	-0,6%
<b>Covenant - Dívida Líquida/EBITDA (x)</b>	<b>3,28</b>	<b>3,16</b>	<b>-0,12 p.p.</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 2T24 em 5,70x**.

### Ratings: escala nacional

Empresa	Agência	Classificação – Perspectiva	Atualização
<b>AES Brasil Operações</b>	Moody's	AA.br – perspectiva estável	abr/24
<b>Alto Sertão II</b>	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	fev/24
<b>Tucano Holding II</b>	Moody's	AA-.br – perspectiva estável	jun/24
<b>Tucano Holding III</b>	Fitch	AA+(bra) – perspectiva estável	ago/23
<b>AES Cajuína AB1</b>	Moody's	AA-.br – perspectiva estável	jun/24
<b>Ventos de São Tomé</b>	Fitch	AA+(bra) – perspectiva negativa	mai/24
<b>Ventos de São Tito</b>	Fitch	AAA(bra) – perspectiva negativa	mar/24
<b>Veleiros Holding</b>	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24
<b>Potengi Holding</b>	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24
<b>Ventos de Santa Tereza 07</b>	Fitch	AA-(bra) – perspectiva positiva	mai/24

## INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Brasil totalizaram R\$ 139,7 milhões no 2T24 e R\$ 348,3 milhões no 1S24, reduções de 78,5% e 76,0%, respectivamente, em relação aos valores reportados nos mesmos períodos de 2023. Essa diminuição é atribuída, principalmente, à conclusão da construção de Cajuína 1 no último trimestre de 2023 e à fase final das obras de Tucano e Cajuína 2.

No trimestre, houve incremento de 25,4% nos investimentos em Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital, reflexo de maiores investimentos em Ventos do Araripe e Caetés no período (+R\$ 14,4 milhões vs 2T23), em função da aceleração do *turnaround* destes ativos.

Adicionalmente, a Companhia deu continuidade aos investimentos na fase final da 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)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital</b>	<b>54,7</b>	<b>68,6</b>	<b>25,4%</b>	<b>99,9</b>	<b>100,8</b>	<b>1,0%</b>
<b>Desenvolvimento de Pipeline - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII</b>	<b>73,7</b>	<b>21,5</b>	<b>-70,8%</b>	<b>106,2</b>	<b>59,8</b>	<b>-43,7%</b>
<b>Expansão</b>	<b>520,8</b>	<b>49,5</b>	<b>-90,5%</b>	<b>1.242,8</b>	<b>187,6</b>	<b>-84,9%</b>
Complexo Tucano	24,3	0,2	-99,3%	139,9	3,0	-97,8%
Complexo Cajuína	496,5	49,3	-90,1%	1.102,9	184,6	-83,3%
<b>Total Investimentos</b>	<b>649,2</b>	<b>139,7</b>	<b>-78,5%</b>	<b>1.448,9</b>	<b>348,3</b>	<b>-76,0%</b>
Juros e Mão de Obra Capitalizados	119,8	0,0	-100,0%	253,0	0,1	-100,0%
<b>Total Investimentos + Juros de Capitalização</b>	<b>769,0</b>	<b>139,7</b>	<b>-81,8%</b>	<b>1.701,9</b>	<b>348,3</b>	<b>-79,5%</b>

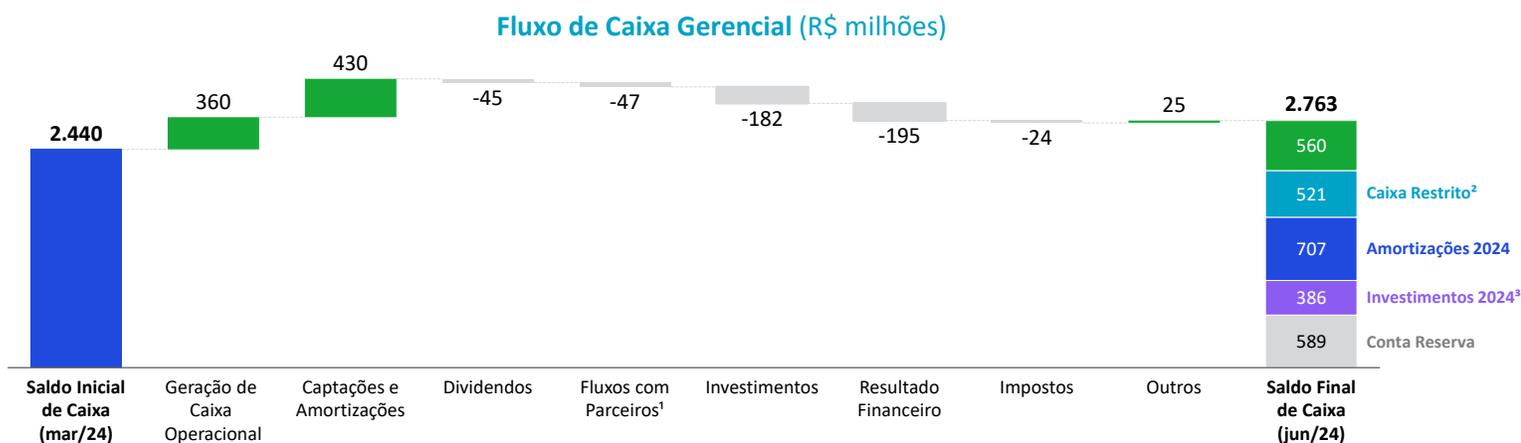
Nota: investimentos proporcionais à participação da AES Brasil nas *joint ventures*. Não considera investimentos em P&D.

## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A AES Brasil encerrou o 2T24 com um **caixa consolidado de R\$ 2,8 bilhões**, +R\$ 323,0 milhões se comparado ao saldo final do 1T24 (R\$ 2,4 bilhões) e +R\$ 133,5 milhões em relação ao final de 2023 (R\$ 2,6 bilhões).

A geração de caixa operacional totalizou R\$ 360,0 milhões no 2T24 e R\$ 708,3 milhões em 2024.

Do saldo no final de junho de 2024, além dos valores previstos para fazer frente aos investimentos e amortizações, R\$ 589,0 milhões estão alocados em contas reserva de financiamentos em diferentes ativos, e um saldo de R\$ 521,0 milhões está alocado nos projetos, com distribuição limitada até o *completion* financeiro das dívidas e por acordo de acionistas com sócios nos ativos.



1 – Parcela destinada ao sócio preferencialista da Guaimbê Holding; 2 – Caixa restrito até a conclusão dos projetos greenfield e por acordo de acionistas; 3 – Considera participação nos projetos de Tucano, Cajuína, AGV VII, desenvolvimento de pipeline e modernização e manutenção.

Para retornar ao Sumário 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](#) têm 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 AES Brasil também 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 a nota AAA<sup>21</sup>**, demonstrando o compromisso com a transparência e as melhores práticas ESG do mercado.

No pilar **Ambiental**, destaca-se a realização da Semana de Meio Ambiente para o público interno da Companhia, com mais de 200 participantes, com o objetivo de reforçar a importância do tema e difundir conhecimento sobre conservação da biodiversidade, economia circular, mudanças climáticas e estratégias de mitigação, restauração ecológica e serviços ecossistêmicos.

Como destaque do pilar **Social**, focado nas comunidades, teve início o projeto de educação socioambiental Geração+ para escolas públicas em 9 municípios de SP próximos às usinas hidrelétricas da Companhia. Adicionalmente, teve início o segundo ciclo do projeto de inclusão produtiva nas comunidades da área de influência do Complexo Eólico Cajuína (RN), visando fomentar o empreendedorismo feminino por meio da agricultura local, produção e venda de produtos. Nesta ação serão realizadas oficinas formativas e Assessoria Técnica Rural, tendo 88 mulheres inscritas nesta nova fase.

Ainda no tema **Social**, com foco no público interno, foi concluída a Trilha de Desenvolvimento Individual para não-líderes, com encontros abertos para todos os colaboradores da AES Brasil. O conteúdo abordou desenvolvimento pessoal e profissional, incluindo autoconsciência, autoliderança, mentalidade de crescimento, autonomia e mudanças pessoais e organizacionais. Também foi finalizada a Trilha de *High Potentials*, um programa focado na preparação e capacitação de futuros líderes da AES Brasil. Iniciado em 2023, o programa foi dividido em quatro módulos, totalizando 10 encontros, com a participação de 25 colaboradores de diversas unidades e regiões.

Dentre as ações do Programa de Diversidade, Equidade e Inclusão, foram realizados um bate-papo sobre Diversidade Cultural e Inclusão de Pessoas LGBTQIAP+ para os colaboradores e o lançamento da versão atualizada do Guia de DE&I da AES Brasil. Esse guia visa proporcionar uma maior compreensão sobre a importância do tema, além de fornecer ferramentas práticas e orientações para criar um ambiente de trabalho mais acolhedor e com segurança psicológica.

Em Saúde e Segurança, foram realizados, em comemoração ao Dia Mundial da Segurança, debates com especialistas internos e externos sobre a Inteligência Artificial: Como a IA Generativa está revolucionando os

---

<sup>21</sup> Em 2021, 2022 e 2023, a AES Brasil recebeu a classificação ESG nível AAA pelo MSCI.

métodos de Segurança do Trabalho tradicionais e como a AES coloca isso em prática, aberto a todo o público interno de todas as unidades e com o objetivo de debater o tema em conjunto.

No pilar de **Governança**, foram realizados treinamentos sobre os temas de assédio e compliance antidiscriminatório. Tais iniciativas demonstram os esforços de D&EI e a pauta ESG da AES Brasil, promovendo um ambiente seguro para todas as pessoas, livre de racismo, discriminação de qualquer natureza e condutas discriminatórias.

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

No site da Companhia, estão disponíveis o [Relatório Integrado de Sustentabilidade 2023](#), o Relatório de Performance ESG, atualizado trimestralmente, além dos Inventários de Emissões de GEE e os questionários Carbon Disclosure Project (CDP) em Mudanças Climáticas e Segurança Hídrica. Clique [aqui](#) para acessá-los.

## CONTEXTO REGULATÓRIO

### **CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS E SOLARES**

O *constrained-off* (ou *curtailment*) de usinas eólicas e solares é o corte de geração demandado pelo ONS em tempo real, motivado por questões elétricas (limitações da rede de transmissão) ou questões energéticas (geração supera a carga no SIN). Nessas situações, o gerador fica impedido de atender seus contratos ou outros compromissos por meio da geração de suas próprias usinas. Essa interrupção na geração caracteriza o custo de oportunidade atrelado ao *constrained-off* das usinas.

O tema tem sido objeto de discussões regulatórias junto ao órgão regulador envolvendo os Despachos Aneel 2.303/2019 e 3.080/2021, além da Resolução Normativa 1030/2022, que consolida a regulação aprovada para as usinas eólicas e solares, respectivamente, por meio da Resolução Normativa Aneel 927/2021 e da Resolução Normativa Aneel 1.073/2023.

Na regulamentação aprovada pela ANEEL, os eventos são classificados em três razões: (i) Indisponibilidade Externa; (ii) Confiabilidade; e (iii) Razão Energética. Ademais, o ressarcimento é devido apenas para eventos classificados como indisponibilidade externa, após superar uma determinada franquia de horas, calculada anualmente pelo ONS com base nos indicadores da disponibilidade da rede de transmissão.

Em dezembro de 2022, a CCEE divulgou o cronograma de processamento dos ressarcimentos das usinas eólicas e solares comprometidas com os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) por Disponibilidade e Contratos de Energia de Reserva (CER). Nesse cenário, foi determinado que as reapurações para os eventos do período transitório para usinas eólicas, de janeiro de 2018 a setembro de 2021, seriam realizadas a partir de junho de 2023 – conforme REN 927/2021. Para as usinas solares, o reprocessamento ainda segue a metodologia provisória aprovada pela Aneel no Despacho 1.668/2022, conforme determinado pelo Despacho 1.407/2022.

Para eventos ocorridos em usinas eólicas a partir de outubro de 2021, o cronograma de reapurações ainda não foi estabelecido, uma vez que a Consulta Pública Aneel nº 22/2022, sobre as regras definitivas de comercialização, ainda não foi concluída. Da mesma forma, não existem regras de comercialização aprovadas para os eventos em usinas solares ocorridos a partir de 1º de abril de 2024, onde a nova regulamentação estabelecida pela REN 1073/2023 é aplicada.

Com a intensificação dos cortes de geração de usinas eólicas e solares após o apagão de agosto de 2023, a ABEEólica e a ABSOLAR moveram uma ação judicial para concessão de tutela provisória de urgência. A ação solicita a antecipação dos efeitos de tutela para que a Aneel promova a compensação integral dos eventos de restrição

de operação por *constrained-off* às suas associadas – conforme previsto na Resolução Normativa Aneel 1.030/2022, ou ato que venha a sucedê-la. A solicitação inclui que tal compensação não seja limitada aos eventos classificados como razão de indisponibilidade externa e à franquia de horas, e também requer que a Aneel informe ao MME e à EPE os períodos e montantes de frustração de geração ocorridos, para que sejam expurgados do cálculo de geração média para fins de revisão da garantia física dos empreendimentos.

A ação judicial se fundamenta na Lei 10.848/2004 e no Decreto 5.163/2004, que dispõem que “*as regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos [...] esquemas de corte de geração e de alívio de cargas*”. Portanto, diante do direito conferido e positivado pelo Poder Concedente, em manifestação de seus Poderes Legislativo e Executivo, a Agência Reguladora não tem o poder de dispor de maneira contrária ou de limitar o direito à compensação.

Na prática, a aplicação das condicionantes da ANEEL esvaziou a lei, como observado em 2023, quando menos de 1% dos cortes foram reconhecidos para fins de ressarcimento. Ainda no âmbito da ação judicial, uma consultoria especializada foi contratada e apurou que, se todos os cortes impostos às eólicas em 2023 fossem compensados como preconiza a lei, “*o encargo teria o valor de R\$0,82/MWh, representando um impacto médio na tarifa dos consumidores residenciais de 0,11%, quando valorados pelo preço dos contratos*”.

Após o pedido de liminar ter sido negado, foi protocolado, em novembro de 2023, um instrumento de agravo para reformar a decisão de primeira instância que indeferiu o pedido de antecipação dos efeitos da tutela. Ainda em novembro, o pedido recursal foi deferido, para “*determinar que a Aneel, no próximo Relatório do Processamento da Contabilização da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de Energia Elétrica, a ser divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no dia 01 de dezembro de 2023 e nos subsequentes, promova a compensação integral aos geradores associados às agravantes, quanto aos eventos de restrição de operação, sem haver limitação aos eventos classificados como indisponibilidade externa e incidência da franquia de horas*”.

Em dezembro de 2023, a Aneel interpôs agravo interno contra a decisão que deferiu em parte a antecipação dos efeitos da tutela. No final de dezembro, a CCEE juntou petição aos autos reiterando o pedido de informações para o efetivo cumprimento da decisão. Em janeiro de 2024, a Aneel apresentou contrarrazões ao agravo de instrumento interposto pela ABEEólica e ABSOLAR. Em fevereiro, os autos foram conclusos para decisão, mas ainda não houve efeitos práticos da liminar, pois a decisão foi reconsiderada em favor da operacionalização dos ressarcimentos, fazendo com que a liminar perdesse os efeitos que haviam sido concedidos.

Apesar da esfera jurídica, a AES Brasil e o setor continuam empenhados em colaborar com o ONS para eliminar de vez as restrições operativas nas interligações entre subsistemas, visando minimizar o *constrained-off*.

## MEDIDA PROVISÓRIA (MP) 1.212/2024

Em 10 de abril, foi publicada a **MP 1.212/2024** que altera diversos normativos para tratar das energias renováveis e da redução tarifária. Em resumo, a medida se desdobra em: (i) prorrogação do prazo do desconto da TUST/TUSD para usinas renováveis por mais 36 meses em relação à data limite de operação, mediante aporte de garantia de fiel cumprimento e início de obras em período de 18 meses; (ii) modicidade tarifária com foco na redução da tarifa de energia dos estados do Norte, com destaque para o Amapá, e na possibilidade de utilização dos recursos para antecipação da dívida da conta covid e da conta de escassez hídrica.

Segundo a apresentação do Governo, há uma avaliação positiva sobre a publicação da MP, considerando pilares como previsibilidade, transparência e respeito aos contratos. No entanto, apesar da avaliação positiva a respeito de suas causas e efeitos, há repercussões negativas do mercado, que considera seus efeitos artificiais e temporários, além de eventualmente perpetuarem subsídios.

Ainda assim, a MP, na celebração de assinatura, foi citada como fruto do trabalho dedicado do Presidente para equalizar as contas do setor elétrico. Portanto, é vista como uma medida de urgência, enquanto reuniões mais profundas entre o Governo e especialistas do setor estão em andamento para discutir os custos de energia e eventuais distorções.

Em 20 de maio, foi publicado o Despacho ANEEL 1.498/2024, que regulamentou os marcos da MP 1.212. Os interessados devem solicitar a prorrogação à ANEEL até 10 de junho de 2024, seguido pela apresentação de um Termo de Adesão em até 45 após o protocolo do pedido, além do depósito da garantia de fiel cumprimento até 09 de julho. Cumpridos todos os passos, a Aneel emitirá uma autorização com a exigência de iniciar as obras até 10 de outubro de 2025.

Em 07 de junho, foi publicada a Portaria Normativa MME 79/2024 aprovando os procedimentos complementares para prorrogação estabelecida na MP 1.212/2024. A regulamentação, aguardada pelo setor, trouxe as definições necessárias para o andamento da MP – itens (i) e (ii). O MME também fez esclarecimentos adicionais e definiu diretrizes sobre a alteração de características técnicas e cronograma, garantindo maior segurança e transparência aos aderentes à MP.

- i. Definição do **valor de investimento do empreendimento para aporte de garantia**;
- ii. Definição da **comprovação da caracterização de início de obra**;
- iii. **Alteração de características técnicas** (incluindo localização e parâmetros das UGs): caso as obras ocorram de forma distinta ao previsto na outorga, o empreendedor deverá promover as devidas alterações perante a ANEEL após o cumprimento do item ii;
- iv. **Alteração de cronograma**: caberá à Aneel adequar as outorgas aos aspectos definidos pela MP, especialmente a prorrogação do prazo para entrada em operação dos empreendimentos.

Até o momento, não houve movimentação no Congresso para avaliação da MP 1212. Portanto, acredita-se que a tendência é que a medida caduque e perca sua eficácia no início de agosto. De toda forma, os negócios firmados no prazo de vigência da MP devem ser preservados – que é o caso de todas as usinas que tenham se manifestado junto à ANEEL, cumprindo todas as condições necessárias para extensão do desconto na TUST/TUSD pretendida.

## MARCO LEGAL DO HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

Em 11 de julho, o Congresso Nacional aprovou o Projeto de Lei 2308/23, que estabelece a política nacional do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Até a divulgação deste documento, a proposta ainda aguarda sanção presidencial.

A nova legislação engloba diretrizes para a produção, transporte e uso do hidrogênio de baixa emissão de carbono, institui uma certificação voluntária e oferece incentivos fiscais e financeiros para o desenvolvimento dessa indústria no Brasil.

Entre os pontos estabelecidos, estão:

- i. Definição do conceito do hidrogênio de baixa emissão de carbono, compreendendo aquele que gera até 7kg/CO<sub>2</sub> por kg de hidrogênio produzido (até 2030) – incluindo o produzido a partir de fontes fósseis com captura de carbono, desde que atendam aos critérios estabelecidos.
- ii. Instituição do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro) por cinco anos, a partir de 1º de janeiro de 2025, com a suspensão da incidência do PIS/Pasep e da COFINS, inclusive na compra ou importação de máquinas, instrumentos e materiais de construção para projetos de hidrogênio.

- iii. Concessão de crédito fiscal para produtores ou compradores de hidrogênio de baixo carbono no período de 1º de janeiro de 2028 a 31 de dezembro de 2032.
- iv. Criação do Sistema Brasileiro de Certificação do Hidrogênio (SBCH2), com adesão voluntária por parte dos produtores de hidrogênio e seus derivados, com a possibilidade de harmonização com padrões internacionais, facilitando a competitividade do hidrogênio brasileiro no mercado global.
- v. Cria o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC).
- vi. Determina que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) será responsável pela regulação da produção de hidrogênio.

Segundo a EPE, o Brasil tem potencial para produzir 1,8 gigatonelada de hidrogênio por ano, sendo aproximadamente 90% desse volume por meio de energias renováveis.

# 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	2T23	2T24	Var (p.p. ou %)	1S23	1S24	Var (p.p. ou %)
Afluência - SIN (% MLT)	89,0	84,9	-4,0	98,4	73,6	-24,7
Afluência - SE/CO (% MLT)	96,6	69,4	-27,2	103,3	64,9	-38,4
Nível Reservatórios - SIN (% média)	87,2	73,5	-13,7	83,3	69,7	-13,6
Nível Reservatórios - SE/CO (% média)	86,3	70,6	-15,7	81,5	67,9	-13,6
GSF (%)	94,0	99,7	5,6	97,8	94,3	-3,5
Afluência Bacia Rio Grande (% MLT)	114,0	59,7	-54,3	129,0	56,9	-72,0
Afluência Bacia Rio Tietê (% MLT)	107,0	58,3	-48,7	115,4	63,2	-52,2
<b>Disponibilidade (%)</b>	<b>92,1</b>	<b>96,0</b>	<b>3,9</b>	<b>91,5</b>	<b>94,2</b>	<b>2,7</b>

Geração Usinas Hidrelétricas (GWh)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>2.754,2</b>	<b>1.736,0</b>	<b>-37,0%</b>	<b>6.210,7</b>	<b>4.325,9</b>	<b>-30,3%</b>
Água Vermelha	1.570,2	1.084,1	-31,0%	3.237,3	2.616,4	-19,2%
Bariri	130,5	75,2	-42,4%	334,4	227,7	-31,9%
Barra Bonita	85,1	55,3	-35,0%	235,4	147,3	-37,4%
Caconde	98,4	58,7	-40,4%	223,5	117,3	-47,5%
Euclides da Cunha	132,9	77,1	-42,0%	302,6	177,4	-41,4%
Ibitinga	147,8	84,9	-42,6%	356,5	257,1	-27,9%
Limoeiro	36,9	22,6	-38,6%	80,6	52,1	-35,4%
Nova Avanhandava	305,1	150,6	-50,6%	795,2	405,4	-49,0%
Promissão	237,2	121,2	-48,9%	625,6	306,6	-51,0%
Mogi / S. Joaquim / S. José	10,0	6,3	-36,5%	19,6	18,6	-5,3%
<b>Energia Gerada Líquida</b>	<b>2.731,1</b>	<b>1.720,9</b>	<b>-37,0%</b>	<b>6.158,7</b>	<b>4.290,1</b>	<b>-30,3%</b>

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

## FORTE EÓLICA

Indicadores Operacionais	2T23	2T24	Var (p.p. ou %)	1S23	1S24	Var (p.p. ou %)
<b>Ventos (m/s)<sup>1</sup></b>	<b>7,3</b>	<b>7,3</b>	<b>0,2%</b>	<b>7,4</b>	<b>6,9</b>	<b>-6,0%</b>
Alto Sertão II	8,4	8,7	4,3%	8,1	7,6	-7,4%
Ventus	6,0	5,7	-4,4%	6,4	5,9	-7,8%
Mandacaru	6,3	6,0	-3,7%	6,6	6,1	-7,8%
Salinas	6,6	6,7	2,2%	7,0	6,5	-6,1%
Ventos do Araripe	8,5	8,6	0,8%	7,6	7,4	-3,3%
Caetés	6,5	6,1	-5,7%	7,2	6,5	-9,7%
Cassino	5,9	5,9	0,0%	6,4	7,3	14,1%
Tucano	7,9	7,4	-6,8%	8,2	7,5	-7,5%
Cajuína	-	6,9	n.a.	-	6,6	n.a.
<b>Disponibilidade (%)<sup>1,2</sup></b>	<b>88,4</b>	<b>92,8</b>	<b>4,4</b>	<b>87,9</b>	<b>91,6</b>	<b>3,7</b>
Alto Sertão II	91,5	97,3	5,8	92,2	93,4	1,2
Ventus	85,2	91,5	6,3	83,3	89,1	5,8
Mandacaru	74,3	84,4	10,0	77,2	83,5	6,3
Salinas	92,2	95,9	3,7	93,7	96,2	2,5
Ventos do Araripe	87,9	86,7	-1,1	86,1	70,2	-15,9
Caetés	92,1	94,2	2,0	88,0	91,6	3,6
Cassino	91,5	97,4	5,8	94,3	97,4	3,1
<b>Curtaíment<sup>3</sup> (GWh)</b>	<b>18,4</b>	<b>91,8</b>	<b>398,0%</b>	<b>25,9</b>	<b>109,2</b>	<b>321,9%</b>
Alto Sertão II	3,5	26,8	670,0%	9,0	32,8	265,0%
Ventus	4,6	13,7	198,5%	4,9	16,8	244,9%
Mandacaru	0,7	1,0	52,8%	1,1	1,2	13,6%
Salinas	0,4	5,9	1.234,9%	0,5	6,6	1.354,2%
Ventos do Araripe	6,3	4,3	-31,3%	7,1	4,6	-34,7%
Caetés	2,0	4,4	124,5%	2,5	5,1	105,4%
Cassino	0,1	0,0	-94,5%	0,1	0,1	30,1%
Tucano	0,9	1,0	21,0%	0,9	1,9	121,8%
Cajuína	-	34,6	n.a.	-	40,0	n.a.

1 – Velocidade dos ventos e disponibilidade desconsideram Tucano e Cajuína, dado que ainda não se encontram sob gestão do time de operações; 2 – A disponibilidade média do 1S24 exclui a indisponibilidade de um de dois transformadores em Ventos do Araripe, que limitava a disponibilidade máxima do parque a aproximadamente 55%; 3 – Segundo ONS.

Geração Parques Eólicos (GWh)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>1.014,7</b>	<b>1.341,6</b>	<b>32,2%</b>	<b>1.981,0</b>	<b>2.399,7</b>	<b>21,1%</b>
Alto Sertão II	383,6	375,6	-2,1%	718,5	577,7	-19,6%
Alto Sertão II - LER 2010	168,5	162,1	-3,8%	312,2	244,4	-21,7%
Alto Sertão II - LEN 2011	215,1	213,5	-0,7%	406,3	333,3	-18,0%
Ventus	54,6	46,5	-14,9%	137,7	111,7	-18,9%
Mandacaru	37,4	39,5	5,6%	89,2	85,3	-4,3%
Salinas	23,9	22,3	-6,7%	59,1	46,0	-22,3%
Ventos do Araripe	197,6	219,8	11,3%	317,9	315,9	-0,7%
Caetés	139,5	120,7	-13,5%	331,0	279,5	-15,5%
Cassino	34,1	54,2	58,8%	79,3	105,0	32,4%
<b>Subtotal sem Tucano e Cajuína</b>	<b>870,7</b>	<b>878,5</b>	<b>0,9%</b>	<b>1.732,7</b>	<b>1.521,1</b>	<b>-12,2%</b>
Tucano	114,8	209,3	82,3%	216,5	378,5	74,8%
Cajuína	29,2	253,7	770,0%	31,8	500,1	1.473,6%

## Características Gerais – Ativos Eólicos

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	MW por Aerogerador	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	MS
<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 1	-	-	-	-	-	-	55	5,7	Nordex
Cajuína 2	-	-	-	-	-	-	65	5,7	Nordex

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

## FORNTE SOLAR

Indicadores Operacionais	2T23	2T24	Var (p.p. ou %)	1S23	1S24	Var (p.p. ou %)
<b>Irradiância (W/m<sup>2</sup>)</b>	<b>195,3</b>	<b>201,1</b>	<b>3,0%</b>	<b>215,7</b>	<b>230,4</b>	<b>6,8%</b>
Guaimbê	194,3	199,6	2,7%	213,9	241,7	13,0%
Boa Hora	195,4	201,8	3,3%	217,4	213,6	-1,7%
Água Vermelha	197,1	203,6	3,3%	217,8	223,4	2,6%
<b>Disponibilidade (%)</b>	<b>99,4</b>	<b>99,8</b>	<b>0,4</b>	<b>98,7</b>	<b>99,8</b>	<b>1,1</b>
Guaimbê	99,9	99,7	-0,1	99,5	99,7	0,2
Boa Hora	99,1	99,8	0,7	99,0	99,9	0,9
Água Vermelha	98,6	99,8	1,2	96,6	99,8	3,2
<b>Curtailem (GWh)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,8</b>	<b>87,0%</b>	<b>0,4</b>	<b>2,0</b>	<b>350,1%</b>
Guaimbê	0,1	0,5	343,8%	0,1	1,2	1.011,4%
Boa Hora	0,1	0,2	16,7%	0,1	0,4	144,1%
Água Vermelha	0,2	0,2	-2,8%	0,2	0,5	137,5%

Geração Parques Solares (GWh)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Energia Gerada Bruta</b>	<b>129,9</b>	<b>123,8</b>	<b>-4,8%</b>	<b>274,8</b>	<b>276,4</b>	<b>0,6%</b>
Guaimbê	63,1	60,9	-3,5%	131,1	134,8	2,8%
Ouroeste	66,8	62,8	-6,0%	143,7	141,7	-1,4%
<i>Boa Hora</i>	<i>32,0</i>	<i>30,8</i>	<i>-3,7%</i>	<i>69,2</i>	<i>68,4</i>	<i>-1,2%</i>
<i>Água Vermelha</i>	<i>34,8</i>	<i>32,0</i>	<i>-8,0%</i>	<i>74,5</i>	<i>73,3</i>	<i>-1,6%</i>

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

# BALANÇO PATRIMONIAL E DRE

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	30/06/2024
<b>Ativo Total</b>	<b>19.479,9</b>	<b>20.299,8</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>2.772,2</b>	<b>3.405,9</b>
Caixa e equivalentes de caixa	281,7	170,7
Investimentos de curto prazo	1.733,3	2.003,6
Contas a receber de clientes	375,7	368,6
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	101,2	118,1
Outros tributos a recuperar	4,6	6,0
Instrumentos financeiros derivativos	31,5	472,5
Cauções e depósitos vinculados	37,3	10,9
Conta de ressarcimento	9,7	4,0
Outros ativos	197,2	251,6
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>16.707,7</b>	<b>16.893,9</b>
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	75,2	108,9
Tributos diferidos	128,0	174,2
Cauções e depósitos vinculados	577,4	578,0
Instrumentos financeiros derivativos	34,9	146,7
Conta de ressarcimento	7,9	2,2
Outros ativos	35,6	37,7
Investimentos em controladas e joint ventures	106,9	93,7
Imobilizado, líquido	13.691,8	13.813,3
Intangível, líquido	2.050,1	1.939,3

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	30/06/2024
<b>Passivo Total e Patrimônio Líquido</b>	<b>19.479,9</b>	<b>20.299,8</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>3.332,4</b>	<b>4.407,0</b>
Fornecedores	375,8	387,5
Empréstimos e financiamentos e debêntures	2.308,7	3.192,5
Passivo de arrendamento	7,9	7,0
Imposto de renda e contribuição social a pagar	17,6	34,2
Outros tributos a pagar	60,4	54,0
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	46,0	1,2
Provisões para processos judiciais e outros	9,3	10,4
Instrumentos financeiros derivativos	143,8	525,1
Encargos setoriais	21,7	16,2
Obrigações de aquisições	132,0	96,6
Conta de ressarcimento	137,6	19,3
Outras obrigações	71,6	63,1
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>10.568,1</b>	<b>10.582,5</b>
Empréstimos e financiamentos e debêntures	9.149,4	8.998,5
Passivo de arrendamento	212,2	224,4
Tributos diferidos	8,5	11,8
Obrigações com benefícios pós-emprego	104,0	104,4
Provisões para processos judiciais e outros	65,0	74,5
Instrumentos financeiros derivativos	257,4	152,0
Obrigações de aquisições	0,0	0,0
Conta de ressarcimento	638,9	852,8
Outras obrigações	132,8	164,0
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>5.579,4</b>	<b>5.310,3</b>
Capital social subscrito e Integralizado	2.197,0	2.197,0
Ações em tesouraria	0,0	0,0
Reserva de capital	1.258,9	1.259,2
Reserva de lucros	1.231,1	1.231,1
Outros resultados abrangentes	-168,0	-203,9
Lucros acumulados	0,0	-220,6
<b>Subtotal</b>	<b>4.519,0</b>	<b>4.262,7</b>
Participação de acionista não controlador	1.060,5	1.047,6

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>763,0</b>	<b>871,9</b>	<b>14,3%</b>	<b>1.549,2</b>	<b>1.700,5</b>	<b>9,8%</b>
Custo com Energia	(247,6)	(313,8)	26,7%	(474,0)	(609,2)	28,5%
<b>Margem Líquida<sup>1</sup></b>	<b>515,4</b>	<b>558,0</b>	<b>8,3%</b>	<b>1.075,2</b>	<b>1.091,3</b>	<b>1,5%</b>
Custos e Despesas Operacionais	(164,5)	(187,9)	14,2%	(317,5)	(365,5)	15,1%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(3,4)	(3,9)	15,3%	(11,9)	(19,3)	61,7%
<b>EBITDA</b>	<b>347,5</b>	<b>366,2</b>	<b>5,4%</b>	<b>745,8</b>	<b>706,4</b>	<b>-5,3%</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>2</sup></b>	<b>347,5</b>	<b>373,2</b>	<b>7,4%</b>	<b>756,8</b>	<b>740,8</b>	<b>-2,1%</b>
Depreciação & Amortização	(153,6)	(208,0)	35,5%	(309,3)	(387,4)	25,2%
<b>EBIT</b>	<b>193,9</b>	<b>158,2</b>	<b>-18,4%</b>	<b>436,4</b>	<b>319,0</b>	<b>-26,9%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(143,9)</b>	<b>(256,6)</b>	<b>78,3%</b>	<b>(288,6)</b>	<b>(502,0)</b>	<b>73,9%</b>
Receitas Financeiras	131,9	78,0	-40,9%	282,0	154,9	-45,1%
Despesas Financeiras	(275,0)	(334,2)	21,5%	(568,7)	(656,2)	15,4%
Variações Cambiais (Líquidas)	(0,8)	(0,4)	-50,7%	(2,0)	(0,6)	-69,5%
<b>Resultado de Equivalência Patrimonial</b>	<b>4,7</b>	<b>(5,1)</b>	<b>-208,1%</b>	<b>5,5</b>	<b>(8,9)</b>	<b>-262,5%</b>
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>54,8</b>	<b>(103,4)</b>	<b>-288,8%</b>	<b>153,3</b>	<b>(191,9)</b>	<b>-225,2%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(30,0)	(35,5)	18,6%	(55,1)	(57,3)	4,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	11,1	30,3	173,2%	(1,9)	38,1	-2.091,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>35,9</b>	<b>(108,7)</b>	<b>-402,6%</b>	<b>96,3</b>	<b>(211,0)</b>	<b>-319,2%</b>
<b>Lucro Líquido Ajustado<sup>3</sup></b>	<b>35,9</b>	<b>(104,1)</b>	<b>-389,8%</b>	<b>103,6</b>	<b>(188,3)</b>	<b>-281,8%</b>

1 – Margem líquida é resultado da receita líquida menos o custo com energia; 2 – EBITDA 2T24 ajustado por reembolso de despesas referentes à combinação de negócios com a Auren, provisão cível e recebimento de massa falida do Banco Santos / EBITDA 1S24 ajustado pelos efeitos não recorrentes do 2T24, além da reversão do preço de compra de Alto Sertão II, manutenção bianual das eclusas e indenização por danos materiais em Ventos do Araripe / EBITDA 1S23 ajustado por reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; 3 – Considera os ajustes efetuados no EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

## RESULTADOS POR FONTE

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	2T23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	763,0	523,5	235,9	39,8	55,9	20,5	(112,6)
Custo com energia	(247,6)	(221,7)	(64,1)	(2,5)	(52,0)	(19,5)	112,2
<b>Margem Líquida</b>	<b>515,4</b>	<b>301,9</b>	<b>171,8</b>	<b>37,3</b>	<b>3,9</b>	<b>1,0</b>	<b>(0,3)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(164,5)	(108,9)	(47,0)	(2,9)	(0,1)	(5,6)	(0,0)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(3,4)	(1,1)	(2,4)	(0,1)	0,0	0,0	0,2
<b>EBITDA</b>	<b>347,5</b>	<b>191,9</b>	<b>122,4</b>	<b>34,2</b>	<b>3,7</b>	<b>(4,6)</b>	<b>(0,1)</b>

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	2T24						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	871,9	588,8	277,9	38,5	95,2	23,2	(151,7)
Custo com energia	(313,8)	(299,5)	(50,3)	(2,6)	(90,8)	(23,0)	152,4
<b>Margem Líquida</b>	<b>558,0</b>	<b>289,3</b>	<b>227,5</b>	<b>36,0</b>	<b>4,4</b>	<b>0,2</b>	<b>0,6</b>
Custos e Despesas Operacionais	(187,9)	(115,0)	(59,9)	(4,2)	0,2	(8,9)	(0,1)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(3,9)	(4,1)	0,8	0,3	0,0	(0,1)	(0,8)
<b>EBITDA</b>	<b>366,2</b>	<b>170,1</b>	<b>168,5</b>	<b>32,1</b>	<b>4,6</b>	<b>(8,8)</b>	<b>(0,3)</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>2</sup></b>	<b>373,2</b>	<b>177,1</b>	<b>168,5</b>	<b>32,1</b>	<b>4,6</b>	<b>(8,8)</b>	<b>(0,3)</b>

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (comercializadora varejista); 2 – EBITDA 2T24 ajustado por reembolso de despesas referentes à combinação de negócios com a Auren, provisão cível e recebimento de massa falida do Banco Santos.

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	1S23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	1.549,2	1.038,1	439,6	87,6	119,9	38,7	(174,7)
Custo com energia	(474,0)	(407,5)	(87,8)	(5,1)	(107,6)	(37,8)	171,9
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.075,2</b>	<b>630,6</b>	<b>351,8</b>	<b>82,4</b>	<b>12,3</b>	<b>0,9</b>	<b>(2,8)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(317,5)	(203,0)	(91,9)	(6,7)	(0,3)	(15,3)	(0,4)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(11,9)	(9,8)	(4,4)	(0,5)	0,0	0,0	2,8
<b>EBITDA</b>	<b>745,8</b>	<b>417,8</b>	<b>255,5</b>	<b>75,2</b>	<b>12,1</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(0,4)</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>2</sup></b>	<b>756,8</b>	<b>425,8</b>	<b>258,5</b>	<b>75,2</b>	<b>12,1</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(0,4)</b>

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	1S24						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros <sup>1</sup>	Eliminações
Receita Líquida	1.700,5	1.199,4	473,6	90,0	187,5	44,8	(295,0)
Custo com energia	(609,2)	(573,8)	(100,2)	(5,0)	(181,1)	(44,2)	295,0
<b>Margem Líquida</b>	<b>1.091,3</b>	<b>625,6</b>	<b>373,4</b>	<b>85,1</b>	<b>6,4</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>
Custos e Despesas Operacionais	(365,5)	(230,8)	(110,7)	(7,1)	(0,0)	(17,4)	0,5
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(19,3)	(27,4)	9,1	0,2	0,0	(0,5)	(0,7)
<b>EBITDA</b>	<b>706,4</b>	<b>367,5</b>	<b>271,8</b>	<b>78,2</b>	<b>6,4</b>	<b>(17,2)</b>	<b>(0,3)</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>3</sup></b>	<b>740,8</b>	<b>411,8</b>	<b>262,0</b>	<b>78,2</b>	<b>6,4</b>	<b>(17,2)</b>	<b>(0,3)</b>

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (comercializadora varejista); 2 – EBITDA 1S23 ajustado por reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; 3 – EBITDA 1S24 ajustado por: (i) reversão do preço de compra de Alto Sertão II; (ii) manutenção bianual das eclusas; (iii) indenização por danos materiais em Ventos do Araripe; (iv) reembolso de despesas referentes à combinação de negócios com a Auren; (v) provisão cível e recebimento de massa falida do Banco Santos.

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

# ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante <sup>1</sup>	Vencimento	Custo Nominal
<b>AES Brasil Energia - Consolidado</b>	<b>12.129,3</b>		
<b>AES Brasil Energia</b>	<b>1.123,8</b>		
1ª Emissão de Debêntures	337,7	mar/25	CDI + 2,30% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2022) <sup>2</sup>	200,7	nov/24	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) <sup>2</sup>	393,1	jan/25	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) <sup>2</sup>	192,4	jan/25	CDI + 1,65% a.a.
<b>Complexo Tucano (Debênture)</b>	<b>398,4</b>		
1ª emissão de Debêntures – Tucano Holding II	398,4	set/41	IPCA + 6,06% a.a.
<b>Complexo Tucano (BNB)</b>	<b>384,1</b>		
Tucano F1	99,4	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F2	86,1	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F3	99,5	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F4	99,1	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
<b>Complexo Cajuína</b>	<b>3.195,8</b>		
Cajuína AB1 - 1ª Emissão de Debêntures	1.032,0	jun/44	IPCA + 7,07% a.a.
Potengi - 1ª Nota Comercial	304,8	dez/24	CDI + 1,60% a.a.
Potengi - 1ª Emissão de Debêntures	297,2	dez/41	IPCA + 7,37% a.a.
Potengi - 2ª Emissão de Debêntures	202,6	dez/42	IPCA + 7,04% a.a.
Veleiros - 1ª Emissão de Debêntures	294,8	dez/24	CDI + 1,65% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	83,0	nov/47	IPCA + 7,33% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	82,8	nov/41	IPCA + 6,93% a.a.
Santa Tereza 07 - 1ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	603,2	mar/39	IPCA + 6,93% a.a.
Santa Tereza 07 - 1ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	295,5	mar/44	IPCA + 7,08% a.a.
<b>Complexo Araripe</b>	<b>509,3</b>		
Ventos de São Tito - 1ª emissão de Debêntures	88,1	jun/28	IPCA + 8,86% a.a.
Ventos de São Tito (BNDES)	421,1	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
<b>Complexo Caetés</b>	<b>497,7</b>		
Ventos de São Tomé - 1ª emissão de Debêntures	90,0	jun/27	IPCA + 9,24% a.a.
Ventos de São Tomé (BNDES)	407,7	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
<b>AES Brasil Operações - Consolidado</b>	<b>6.020,1</b>		
<b>AES Brasil Operações<sup>3</sup></b>	<b>5.596,5</b>		
8ª Emissão de Debêntures	188,3	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.423,0	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	853,4	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	238,1	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
10ª Emissão de Debêntures	751,4	dez/27	CDI + 1,50% a.a.
11ª Emissão de Debêntures	594,0	mar/38	IPCA + 6,50% 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>	803,5	mar/26	CDI + 1,48% a.a.
Brasventos Eolo (BNDES)	47,3	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
Brasventos Miassaba (BNDES)	47,8	out/29	TJLP + 2,71% a.a.
Rio dos Ventos 3 (BNDES)	49,8	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
<b>AES Tietê Eólica</b>	<b>34,9</b>		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	12,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	22,1	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.
<b>Complexo MS (BNDES)</b>	<b>34,5</b>		
Mar e Terra	7,8	nov/29	TJLP + 1,88% a.a.
Embuaca	8,7	mai/30	TJLP + 1,76% a.a.
Icaraí	8,4	out/29	TJLP + 1,66% a.a.
Belá Vista	9,6	nov/29	TJLP + 1,66% a.a.
<b>Complexo MS (BNB)<sup>4</sup></b>	<b>116,0</b>		
Mar e Terra	35,2	mai/33	2,5% a.a.
Embuaca	29,2	mai/30	2,5% a.a.
Icaraí	21,8	mai/31	2,5% a.a.
Belá Vista	29,9	mai/30	2,5% a.a.
<b>Complexo Santos (BNDES)</b>	<b>89,2</b>		
São Jorge	33,2	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
São Cristóvão	36,9	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Santo Antonio de Pádua	19,1	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
<b>Complexo Cassino (BNDES)</b>	<b>110,6</b>		
Brisa	39,2	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Vento	37,4	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Wind	34,0	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
<b>Outros</b>	<b>38,2</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	2T23	2T24	Var	1S23	1S24	Var
Ambiental	Captação de água (m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	14.882,4	15.918,9	7,0%	27.712,9	31.805,3	14,8%
	Consumo total de água (m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	2.976,5	3.183,8	7,0%	5.542,6	6.361,1	14,8%
	Intensidade hídrica (m <sup>3</sup> /GWh)	3,80	3,50	-7,8%	3,31	3,38	2,3%
	Resíduos destinados (toneladas) <sup>2</sup>	8,6	67,7	689,7%	29,6	139,6	370,9%
	Emissões GEE geradas (tCO <sub>2</sub> e) <sup>3</sup>	326,7	459,5	40,6%	572,3	812,9	42,0%
	Intensidade de emissões (tCO <sub>2</sub> e/GWh) <sup>3</sup>	0,08	0,11	33,8%	0,07	0,11	67,5%
	Emissões GEE evitadas (tCO <sub>2</sub> ) <sup>4</sup>	150.106,1	123.251,1	-17,9%	326.007,4	269.615,4	-17,3%
	Consumo total de energia elétrica (MWh) <sup>5</sup>	1.611,0	2.981,1	85,0%	3.214,8	6.615,6	105,8%
	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>	39,6	14,1	-0,6	56,3	54,7	-2,8%
	Total de mudas de árvores produzidas <sup>7</sup>	137.505	232.340	69,0%	277.565	400.788	44,4%
	Total de espécies ameaçadas de extinção conservadas	3	2	-33,3%	3	2	-33,3%
	Investimento em programas ambientais (R\$)	4.816.416,0	6.721.587,8	39,6%	9.530.755,0	10.365.332,9	8,8%
Social	Número total de empregados	647	698	7,9%	647	698	7,9%
	Mulheres	190	214	12,6%	190	214	12,6%
	Homens	457	484	5,9%	457	484	5,9%
	Alta liderança (gerências e acima) <sup>8</sup>	57	51	-10,5%	57	51	-10,5%
	Mulheres	14	13	-7,1%	14	13	-7,1%
	Homens	43	38	-11,6%	43	38	-11,6%
	Taxa de rotatividade total (%)	2,86	5,22	82,5%	9,44	9,34	-1,1%
	Taxa de rotatividade voluntária (%)	2,32	4,36	87,9%	8,35	8,19	-1,9%
	Nº acidentes fatais - colaboradores próprios	0	0	-	0	0	-
	Nº acidentes fatais - terceiros	0	0	-	0	0	-
	LTI Rate - colaboradores próprios	0,55	0,00	-	0,28	0,00	-
	LTI Rate - terceiros	0,22	0,00	-100,0%	0,23	0,00	-100,0%
	Recordable Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00	0,0%
	Recordable Rate - terceiros	1,31	0,98	-25,2%	1,23	1,24	0,8%
	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>9</sup>	98%	97%	-1,4%	99%	97%	-2,0%	
Colaboradores terceiros treinados em saúde e segurança (%) <sup>9</sup>	98%	98%	0,0%	99%	99%	-0,6%	
Governança	Membros no Conselho de Administração	11	11	0,0%	11	11	0,0%
	Mulheres	3	3	0,0%	3	3	0,0%
	Homens	8	8	0,0%	8	8	0,0%
	Independentes	5	5	0,0%	5	5	0,0%
	Conselheiros Internos	6	6	0,0%	6	6	0,0%
	Total de parceiros avaliados em critérios de ética e compliance	45	39	-13,3%	86	91	5,8%
	Manifestações recebidas no AES Helpline <sup>10</sup>	10	33	230,0%	24	58	141,7%

1 – Considera todas as unidades de negócio em operação. A partir de 2023 é contabilizado o consumo via caminhão pipa nos ativos edícios, além da aquisição dos ativos edícios Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE) e Cassino (RS) em dezembro/2022; A intensidade hídrica no 2T24 aumentou em relação ao 2T23 devido a queda na geração no 2T24.

2 – Somatória de resíduos perigosos e não perigosos. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades de manutenção nas usinas. O aumento de destinação de resíduos em 2024 é decorrente de atividades de SS para destinação de resíduos acumulados nos parques devido às manutenções.

3 – As Emissões de GEE geradas consideram a somatória dos escopos 1, 2 e 3. A Intensidade de emissões considera escopos 1 e 2. As emissões totais de GEE em 2024 aumentaram em relação a 2023 devido ao maior consumo de energia elétrica do SIN, para manter o funcionamento das usinas geradoras e serviços auxiliares; A intensidade de emissões aumentou em 2024 devido à queda na geração de energia elétrica no período.

4 – Os dados de 2023 e 2024 consideram o fator do grid nacional de 0,0385 (tCO<sub>2</sub>/MWh). A queda na geração bruta hídrica e solar no 2T24 resultou em uma variação das emissões evitadas.

5 – Consumo total de energia elétrica proveniente do SIN – Sistema Interligado Nacional. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades nas usinas; Para o funcionamento das usinas geradoras e serviços auxiliares é utilizada a energia gerada pela própria operação, entretanto, a queda na geração no 2T24 levou à necessidade de consumo de energia do SIN.

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.

8 – Alta liderança considera os cargos de gerência, diretoria, vice-presidência e presidência.

9 – Observa-se um aumento no turnover voluntário, que impactou diretamente o turnover geral, no 2T24 em virtude do contexto organizacional da Companhia, após o anúncio da venda da operação no Brasil.

10 – O aumento observado no 2T24 deve-se à maior comunicação sobre o canal de denúncias, o AES Helpline, e à realização de treinamentos sobre assédio no ambiente de trabalho e compliance antidiscriminatório.