

Release 1T24

aes Brasil

AESB
B3 LISTED NM

**TELECONFERÊNCIA DE
RESULTADOS 1T24**

03.05.2024
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

DESTAQUES 1T24

- **Evolução das construções de Cajuína 2 e AGV VII:** O **Complexo Eólico Cajuína 2 (370 MW)** está com 96% da construção concluída e 52 dos 65 aerogeradores em operação comercial. As 13 máquinas remanescentes serão conectadas à Subestação Castanha, prevista para ser concluída até o final 1S24. A obra do **Parque Solar AGV VII (33 MW)** está dentro do orçamento e cronograma projetados, com mais de 85% da construção concluída. A expectativa é que o parque esteja 100% operacional no 3T24.
- **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 2 p.p. na disponibilidade na comparação entre os períodos.
- **Nível de contratação:** Em linha com a estratégia comercial da Companhia, elevamos o nível de contratação do portfólio com preço médio acima de R\$ 190/MWh.
- **Gestão do endividamento:** Estratégia direcionada à obtenção de financiamentos de longo prazo para substituir financiamentos de curto prazo captados para a construção de Cajuína, alongando o prazo médio e aumentando a exposição da Companhia ao IPCA – *hedge* natural, uma vez que os PPAs são atualizados pelo mesmo indicador.

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	1T23	1T24	Var
Receita Líquida	786,3	828,6	5,4%
Custo com Energia ¹	(226,4)	(295,4)	30,5%
Margem Líquida	559,8	533,2	-4,8%
EBITDA	398,3	340,2	-14,6%
<i>Margem EBITDA (%)</i>	50,7%	41,1%	-9,5 p.p.
EBITDA Ajustado²	409,3	367,6	-10,2%
<i>Margem EBITDA Ajustada (%)</i>	52,1%	44,4%	-7,7 p.p.
Lucro Líquido/Prejuízo	60,4	(102,4)	-269,5%
Lucro Líquido/Prejuízo Ajustado³	67,7	(84,3)	-224,5%

1 – Inclui encargos setoriais e de transmissão; 2 – EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes nas despesas gerais e administrativas nos trimestres (1T23: reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; 1T24: (i) reversão do preço de compra de Alto Sertão II; (ii) manutenção bianual das esclusas; e (iii) indenização por danos materiais em Ventos do Araripe; 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

DESTAQUES 1T24	2
DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS.....	2
A AES BRASIL	4
PERFIL CORPORATIVO	4
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (31 DE MARÇO DE 2024).....	4
PORTFÓLIO.....	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
GERAÇÃO CONSOLIDADA.....	7
GERAÇÃO HÍDRICA.....	7
GERAÇÃO EÓLICA	9
GERAÇÃO SOLAR.....	10
DESEMPENHO COMERCIAL	11
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO.....	11
BALANÇO ENERGÉTICO – HÍDRICO	11
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	12
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA	12
CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS	13
EBITDA.....	14
RESULTADO FINANCEIRO	14
LUCRO LÍQUIDO.....	15
ENDIVIDAMENTO	15
INVESTIMENTOS.....	19
FLUXO DE CAIXA GERENCIAL	19
PERFORMANCE ESG	20
DIRETRIZES E COMPROMISSOS	20
CONTEXTO REGULATÓRIO	21
LEILÃO DE CAPACIDADE.....	21
CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS E SOLARES.....	22
MEDIDA PROVISÓRIA (MP) Nº1.212/2024.....	23
ANEXOS	24
INDICADORES OPERACIONAIS E GERAÇÃO POR FONTE	24
BALANÇO PATRIMONIAL E DRE	28
RESULTADOS POR FONTE	29
ENDIVIDAMENTO	30
INDICADORES ESG.....	31

A AES BRASIL

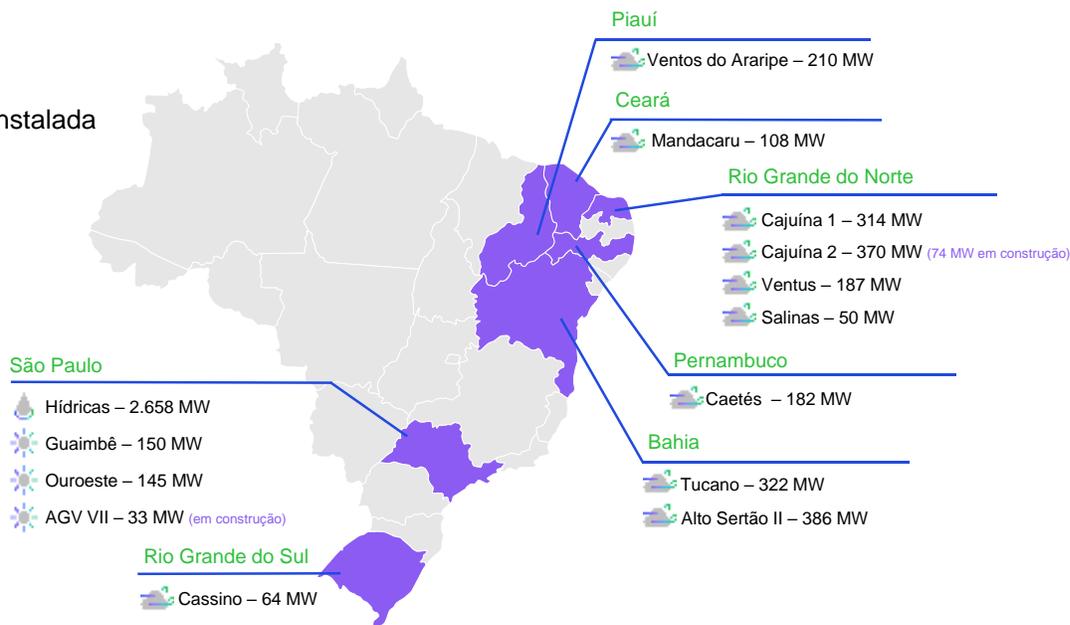
PERFIL CORPORATIVO

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**, sendo 5,1 GW em operação e cerca de 0,1 GW em fase final de construção (Cajuína 2 e AGV VII).



5,2 GW

Capacidade instalada



Com vasta experiência na operação de ativos renováveis, a Companhia possui um elevado potencial de crescimento nos segmentos eólico e solar, com um *pipeline* de projetos em diferentes fases de evolução que **poderão adicionar até 3,3 GW de capacidade instalada** ao seu portfólio.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA (31 de março de 2024)



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

PORTFÓLIO

FORTE 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) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO					1.823,5	852,2	812,3				
Alto Sertão II - BA					386,1	184,4	177,1				
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
Ventus - RN					187,1	65,8	58,3				
LER 2009	Interno	2024	100%	2014	187,1	65,8	58,3	jul/12	jun/32	336,82	2045
Mandacaru e Salinas - CE/RN					158,5	66,7	68,4				
LER 2009	Interno	-	100%	2014	94,5	39,1	37,0	jul/12	jun/32	335,26	2045
LEN 2011	Interno	-	100%	2014	64,0	27,6	31,4	nov/14	ago/34	218,40	2047
Ativos Eólicos Adquiridos em 2022 - PI/PE/RS					455,9	228,9	229,4				
Ventos do Araripe - LER 13	Interno	-	100%	2015	210,0	110,0	108,3	set/15	ago/35	197,29	2049
Caetés - LER 13	OSA GE	2025	100%	2016	181,9	94,7	94,7	set/15	ago/35	208,07	2049
Cassino - LFA 10	FSA SGRE	2025	100%	2015	64,0	24,2	26,4	jan/15	dez/34	296,19	2046
Cajuína 1 - RN					313,5	159,3	149,1				
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/23	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
Tucano - BA					322,4	147,1	130,0				
PPA Unipar I (autoprodução)	FSA SGRE	2028	50%	2023	155,0	71,5	60,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Anglo American	FSA SGRE	2028	100%	2023	167,4	75,6	70,0	jan/22	dez/36	-	2055
EM CONSTRUÇÃO					370,5	191,0	152,9				
Cajuína 2 - RN					370,5	191,0	152,9				
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: março/24. Preço bruto de impostos.

FORTE 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) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO						65,3				
Guaimbê - SP					150,0	29,5	29,5			
LER 2014	Interno	100%	2018	150,0	29,5	29,5	out/17	set/37	365,90	2050
Ouroeste - SP					145,1	35,4	35,8			
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
EM CONSTRUÇÃO					33,2					
AGV VII - SP	Interno	100%	2024	33,2	-	-	-	-	-	2056

1 – Data base: março/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
Total Portfólio Hídrico			2.658,4	1.187,8	

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

Complexo Eólico Cajuína 2 (370 MW) - Rio Grande do Norte

O Complexo Eólico Cajuína 2 está com 96% 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) serão conectadas à Subestação Castanha, cuja conclusão está prevista para o final 1S24.

A fase 2 de Cajuína possui contratos de longo prazo com BRF, Unipar e Microsoft (duração média: 16,4 anos).

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).

Atualmente, todas as questões identificadas durante os desafios enfrentados na construção e comissionamento dos aerogeradores estão em fase final de correção, com a equipe concentrada em assegurar que todas as adequações necessárias sejam realizadas pelo fornecedor. Das 23 máquinas que demandaram *retrofit* de componentes, 17 foram concluídas até abril de 2024, faltando apenas 6 máquinas para finalizar o processo de *retrofit*. A estimativa é que o parque alcance plena capacidade operacional ao final do 1S24.

Parque Solar AGV VII (33 MW) – São Paulo

O Parque Solar AGV VII está em construção em um território adjacente aos complexos solares Boa Hora e Água Vermelha. A obra está dentro do orçamento e cronograma projetados, com mais de 85% da construção concluída. Todos os módulos e *trackers* já foram montados e a expectativa é que o parque esteja 100% operacional no 3T24. Com a entrada em operação comercial de AGV VII, a AES Brasil conclui suas obrigações de expansão com o estado de São Paulo.

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

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO CONSOLIDADA

Geração (GWh)	1T23	1T24	Var
TOTAL	4.566,3	3.800,7	-16,8%
Hídricas	3.456,5	2.589,8	-25,1%
Eólicas	964,9	1.058,2	9,7%
Solares	144,9	152,7	5,4%

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 1T24 se comparado ao 1T23.

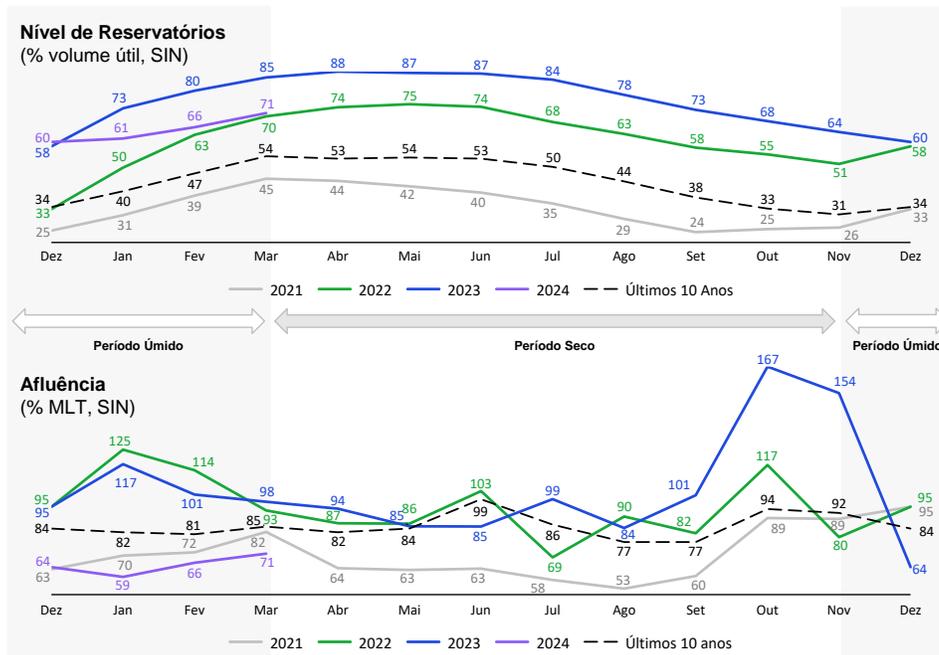
O despacho das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e **foi menor no 1T24** se comparado ao mesmo período de 2023, com a finalidade de preservar os reservatórios em níveis confortáveis no cenário de afluência abaixo das expectativas para o período úmido de novembro de 2023 a março de 2024.

A **afluência média do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de 65,8% da MLT¹ no 1T24** (vs 104,9% no 1T23). 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 66,0% no 1T24 vs 79,5% no 1T23). Entretanto, o volume permaneceu acima da média histórica dos últimos 10 anos.

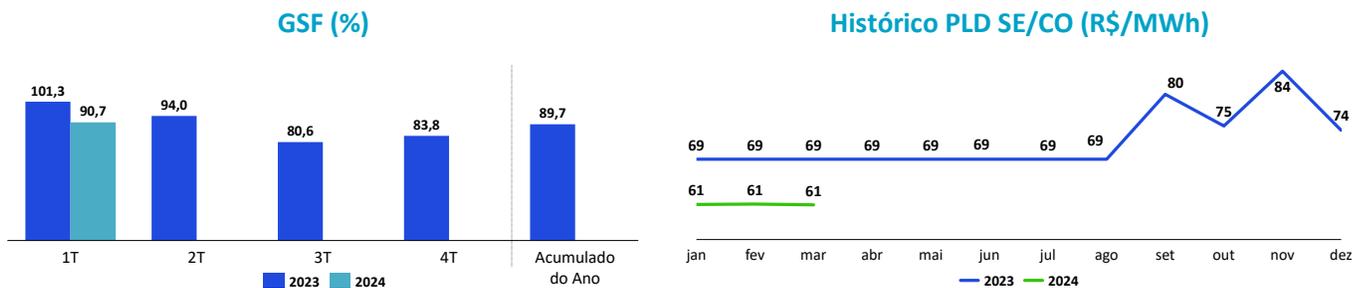
Segundo dados do ONS, a **carga² média de energia do SIN atingiu 77,6 GWm no 1T24**, 5,0% superior ao 1T23 em decorrência da retomada gradual da atividade econômica, aliada às altas temperaturas acarretadas pelo fenômeno meteorológico/ocêânico El Niño.

¹ Média de Longo Termo.

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



Como consequência dos fatores mencionados, o **GSF foi de 90,7% no 1T24**, inferior ao mesmo período do ano anterior (101,3%). No trimestre, o **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 61,14/MWh**, praticamente em linha com o limite inferior estabelecido pela ANEEL para o período (R\$ 61,07/MWh).



Desempenho AES Brasil

Como reflexo do cenário hidrológico do período, o **volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da AES Brasil atingiu 2.589,8 GWh no 1T24**, 25,1% abaixo do registrado no 1T23 (3.456,5 GWh).

No caso das usinas participantes do MRE, um dos principais balizadores do desempenho operacional é o índice de disponibilidade³. As usinas hidrelétricas da AES Brasil apresentaram **disponibilidade média de 92,3% no 1T24** (+1,4 p.p. vs o 1T23).

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

³ 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

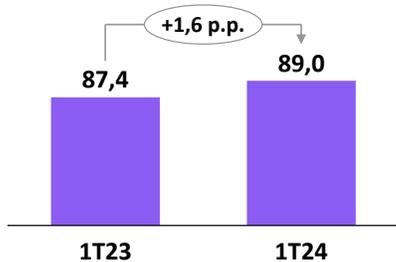
A geração eólica bruta atingiu **1.058,2 GWh no 1T24**, aumento de **9,7%** quando comparada ao mesmo período do ano anterior (964,9 GWh). A variação é explicada, principalmente, pela entrada em operação faseada de Tucano e Cajuína, que juntas geraram 415,6 GWh no trimestre (vs 102,9 GWh no 1T23), parcialmente compensada por um regime de ventos mais fraco, especialmente na região Nordeste, com maior impacto nos estados da BA, RN e CE – onde estão localizados alguns dos nossos parques eólicos. A velocidade média dos ventos, ponderada pela capacidade dos parques, atingiu 6,6 m/s no 1T24, 10,3% menor que o 1T23 (7,3 m/s).

No 1T24, a disponibilidade média consolidada do portfólio foi influenciada pela indisponibilidade de 1 dos 2 transformadores de Ventos do Araripe (complexo que representa cerca de 18% da capacidade instalada), resultando na limitação da disponibilidade máxima desse complexo para cerca de 55%.

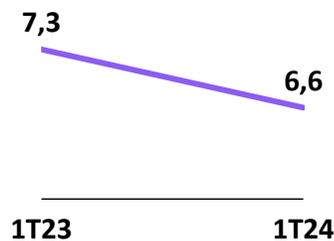
Em março, houve a substituição e energização do transformador reserva para início do reparo do original danificado. Após a energização do transformador reserva, a disponibilidade de Ventos do Araripe atingiu 95%.

Desconsiderando o efeito da limitação em Ventos do Araripe, a disponibilidade média consolidada do portfólio cresceu 1,6 p.p. no período (89,0% no 1T24 vs 87,4% no 1T23). Os maiores destaques foram registrados em Ventus (+5,3 p.p.) e Caetés (+5,0 p.p.), reflexo da melhoria operacional após a aceleração nas manutenções realizadas de acordo com nosso plano de *turnaround* desses ativos. Além disso, 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 do plano de internalização previsto para o 2T24.

Disponibilidade Média Consolidada⁴ (%)



Velocidade Média dos Ventos⁵ (m/s)



Por fim, vale mencionar o *curtailment* registrado no portfólio eólico da Companhia, principalmente na região Nordeste, que totalizou 28,8 GWh no 1T24 (vs 7,4 GWh no 1T23).

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

⁴ Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada ativo e a internalização do indicador das limitações de potência (parâmetro utilizado para a proteção de um equipamento quando apresenta algum dano). Não considera Tucano e Cajuína, pois estão parcialmente em operação, além de Ventos do Araripe, uma vez que a limitação de disponibilidade não afetou a geração no cenário registrado de ventos.

⁵ Velocidade média dos ventos ponderada pela capacidade instalada dos parques. Não considera Tucano e Cajuína, parcialmente em operação.

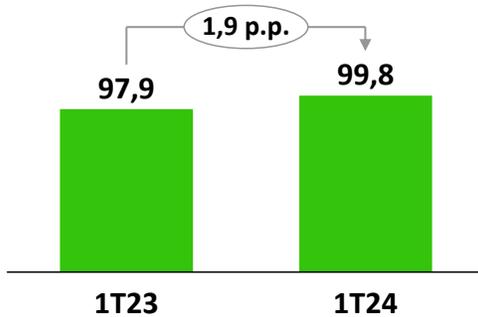
GERAÇÃO SOLAR

Os complexos solares registraram **geração bruta de 152,7 GWh no 1T24**, aumento de 5,4% em relação ao 1T23 (144,9 GWh).

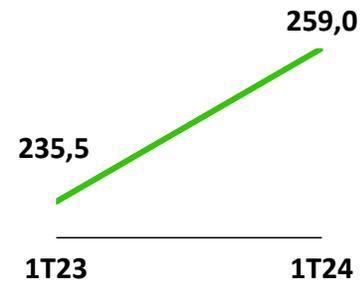
De maneira geral, os indicadores operacionais das usinas solares apresentaram uma evolução positiva no 1T24 se comparado ao mesmo período do ano anterior. A disponibilidade média consolidada atingiu 99,8%, aumento de 1,9 p.p. em relação ao 1T23, com destaque para os desempenhos de Água Vermelha (+5,2 p.p.) e Boa Hora, que registrou 100,0% de disponibilidade no trimestre.

A irradiância aumentou 10,0% no 1T24 em comparação com o 1T23, com destaque positivo para Guaimbê (+22,2%). Isso reflete o fato de que a região onde o complexo está localizado foi menos afetada por dias chuvosos e/ou com maior nebulosidade, fatores que comprometem esse indicador.

Disponibilidade Média Consolidada (%)



Irradiância Média⁶ (W/m²)



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

⁶ 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
Recursos Totais (A)	2.161	2.184	2.184	2.186	2.192	2.191	2.191
Garantia Física Hídrica	1.151	1.148	1.148	1.150	1.156	1.155	1.155
Garantia Física Eólica e Solar	1.010	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036	1.036
Vendas no ACR (B)	596						
Vendas no ACL (C)	1.382	1.336	1.150	965	809	629	619
Portfólio Hídrico	1.909	1.462	1.198	1.009	814	603	593
Compras para Revenda	-885	-529	-451	-446	-407	-377	-377
Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	357	402	402	402	402	402	402
Vendas Totais (D = B + C)	1.978	1.932	1.746	1.561	1.406	1.225	1.215
Hedge GSF (E)	122	172	172	172	173	173	173
Energia Descontratada (A - D - E)	61	79	266	452	613	792	802
Convencional	0	1	159	314	394	554	554
Incentivada	61	78	107	139	218	238	248
Nível de Contratação Total do Portfólio	97%	96%	87%	78%	70%	61%	60%
Nível de Contratação Hídrico	100%	96%	77%	58%	41%	23%	22%

Dados em R\$/MWh ¹ , data base: mar/24	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Preço Médio de Venda	185	195	192	197	199	206	206
ACR	250	250	250	250	250	250	250
ACL - Portfólio Hídrico	162	170	159	161	158	161	159
ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	199	205	205	207	207	208	209

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.

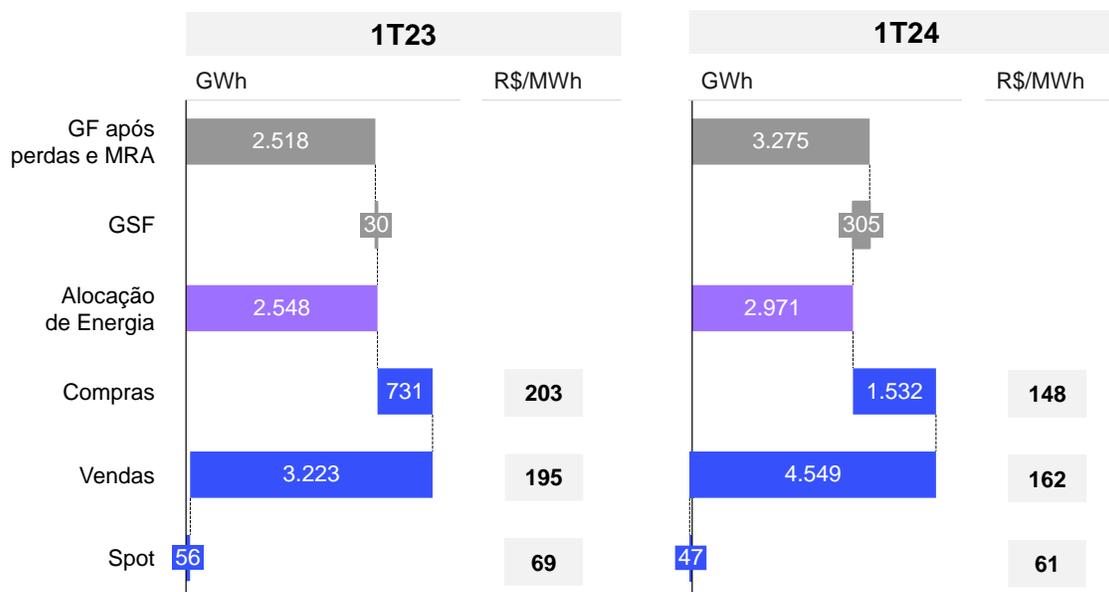
É importante destacar que a AES Brasil tem por estratégia a contratação máxima de seu portfólio hídrico até sua expectativa de GSF para o ano, deixando um volume para o mecanismo de **hedge contra o GSF**. Neste sentido, a Companhia já possui esta estratégia equacionada para o curto e médio prazo, e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

BALANÇO ENERGÉTICO⁷ – 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 dos períodos:

⁷ Balanço gerencial, considerando operações *intercompany*.



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

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

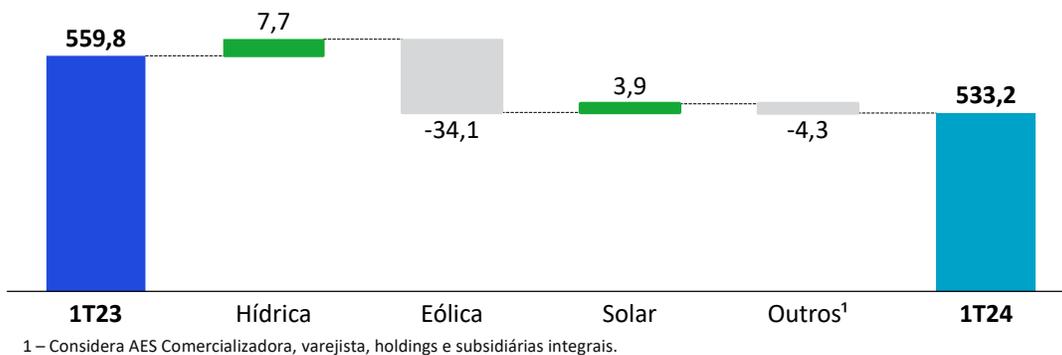
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

A receita operacional líquida totalizou R\$ 828,6 milhões no 1T24, aumento de 5,4% em comparação ao 1T23 (R\$ 786,3 milhões). A **margem operacional líquida⁸ totalizou R\$ 533,2 milhões no 1T24**, redução de 4,8% vs o 1T23, refletindo:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 7,7 milhões, reflexo da gestão do portfólio, com destaque para o aumento de 41,2% no volume de energia vendida e a redução de 27,0% no preço médio de compra no período, conforme destacado na seção Balanço Energético.
- **Eólica:** redução de R\$ 34,1 milhões, em função, principalmente, da menor velocidade dos ventos no trimestre. Este efeito foi parcialmente compensado pelo aumento da disponibilidade média consolidada do portfólio, além da operação comercial faseada de Tucano e Cajuína. Importante destacar que, no 1T23, houve a contabilização de R\$ 26,4 milhões referente a compensações por atrasos previstas nos contratos de construção e fornecimento de turbinas em Tucano – o que não se repetiu no 1T24.
- **Solar:** aumento de R\$ 3,9 milhões, reflexo da maior geração em função do aumento da irradiância e disponibilidade, combinado com a atualização anual dos contratos regulados pela inflação.
- **Outros:** redução de R\$ 4,3 milhões, principalmente influenciada pelo resultado da comercializadora em um cenário de volatilidade de preços.

⁸ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

Margem Operacional Líquida (R\$ milhões)

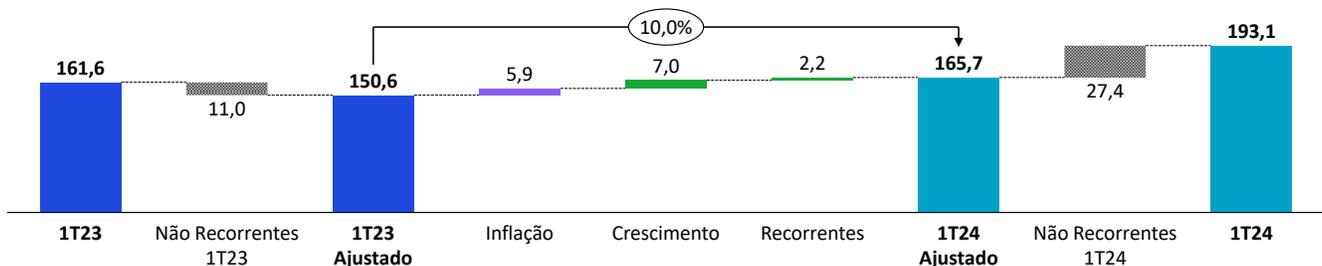


CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 193,1 milhões no 1T24. Ajustado pelos efeitos não recorrentes, **os custos e despesas somaram R\$ 165,7 milhões no 1T24**, aumento de 10% em relação ao 1T23 ajustado (R\$ 150,6 milhões). A variação é explicada por:

- **Não Recorrentes 1T23:** refere-se à provisão de ativos decorrente da venda das usinas de Geração Distribuída (+R\$ 23 milhões) e ao sinistro relacionado ao incidente envolvendo um rotor em Ventos do Araripe (+R\$ 4 milhões), parcialmente compensados por reversões de contingências (-R\$ 15 milhões).
- **Não Recorrentes 1T24:** refere-se às despesas com a manutenção bianual das eclusas (-R\$ 15,1 milhões) e ao ajuste do preço de compra do Complexo Eólico Alto Sertão (-R\$ 22,2 milhões), em função do melhor desempenho do parque em relação ao cenário base de aquisição. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela indenização de sinistro decorrente dos danos materiais e lucros cessantes de Ventos do Araripe (+R\$ 9,9 milhões).
- **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.

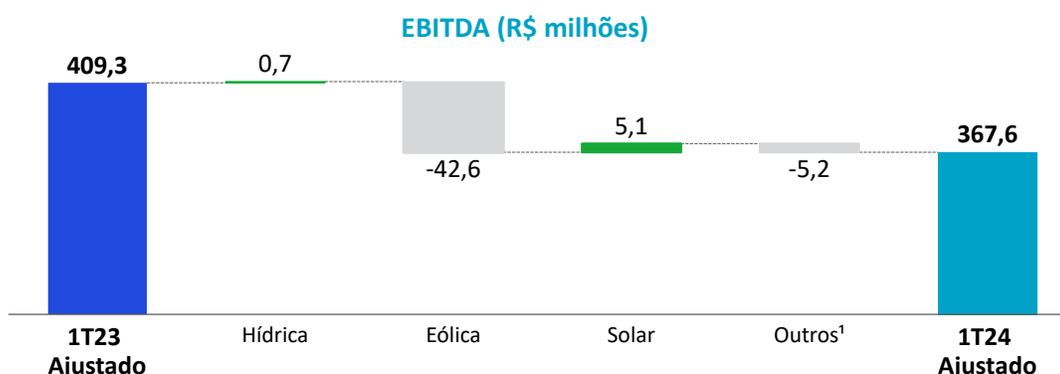
Custos e Despesas (R\$ milhões)



EBITDA

A AES Brasil registrou um EBITDA de R\$ 340,6 milhões no 1T24. Excluídos os efeitos não recorrentes do período, conforme descritos na seção acima, o **EBITDA Ajustado do 1T24 totalizou R\$ 367,6 milhões**, com margem EBITDA de 44,4%. A variação entre os períodos é explicada a seguir:

- **Hídrica:** em linha com o EBITDA do 1T23, resultado da gestão da energia no período, com aumento no volume de energia vendido e redução expressiva no preço de compra.
- **Eólicas:** redução de R\$ 42,6 milhões, principalmente devido à menor velocidade média dos ventos e às compensações reconhecidas em Tucano no 1T23, decorrentes de atrasos no cronograma de construção. Esses fatores foram parcialmente compensados pela maior disponibilidade dos ativos e pela crescente contribuição de Tucano e Cajuína nos resultados.
- **Solares:** aumento de R\$ 5,1 milhões, reflexo da boa performance operacional e do ajuste anual dos contratos.



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

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 245,4 milhões no 1T24, comparado a um resultado negativo de R\$ 144,8 milhões reportado no mesmo trimestre do ano anterior.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	1T23	1T24	Var
Receitas Financeiras	150,4	76,8	-48,9%
Rendimento de Aplicações Financeiras	150,5	53,1	-64,7%
Rendimento de Cauções e Depósitos Judiciais	8,6	14,7	71,7%
Outras	(9,0)	9,1	-200,9%
Variações Cambiais	0,3	(0,1)	-128,8%
Despesas Financeiras	(295,1)	(322,2)	9,2%
Encargos de Dívida	(337,8)	(278,4)	-17,6%
Atualização Monetária Debênture / Empréstimos	(71,4)	(74,3)	4,1%
Atualizações Monetárias¹	(11,5)	(8,2)	-29,1%
Juros Capitalizados trans. p/o imobilizado/intangível em curso	138,1	49,0	-64,5%
Outras	(11,0)	(10,2)	-7,3%
Variações Cambiais	(1,5)	(0,1)	-90,7%
Resultado Financeiro	(144,8)	(245,4)	69,5%

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 76,8 milhões no 1T24, 48,9% inferior se comparado ao mesmo período de 2023, principalmente devido à redução no rendimento de aplicações financeiras, decorrente do menor saldo de caixa e aplicações na comparação com o balanço encerrado em março de 2023, aliado ao menor CDI médio no período (1T24: 12,15% vs 1T23: 13,65%).

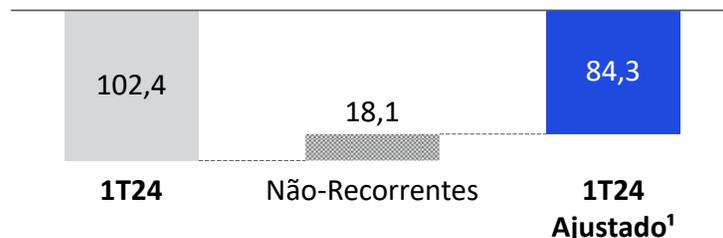
Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 322,2 milhões no 1T24, crescimento de 9,2% na comparação com o 1T23, explicado por:

- **Juros Capitalizados:** redução nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso, decorrente da operação total do Complexo Eólico Cajuína 1, além das operações faseadas de Tucano e Cajuína 2.
- **Encargos de Dívida:** menor saldo de dívida entre os períodos (R\$ 11,7 bilhões em mar/24 e R\$ 11,9 bilhões em mar/23). Importante mencionar a redução do IPCA no trimestre (1,42% no 1T24 vs 2,09% no 1T23), além do menor custo do CDI nos últimos 12 meses (1T24: 13,15% vs 1T23: 13,65%). Em março, 35% da dívida total da Companhia era atrelada a IPCA e 53% a CDI.

LUCRO LÍQUIDO

Em função dos fatores mencionados e ajustado pelos efeitos não recorrentes do período, a AES Brasil registrou prejuízo ajustado¹ de **R\$ 84,3 milhões no 1T24** (vs lucro líquido ajustado¹ de R\$ 67,7 milhões no 1T23).



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

ENDIVIDAMENTO

A AES Brasil encerrou o 1T24 com **Dívida Bruta⁹ consolidada de R\$ 11,7 bilhões**, 2,2% inferior ao mesmo período de 2023 (R\$ 11,9 bilhões). A variação do saldo é explicada, principalmente, pelo:

- Desembolso integral do BNB no Complexo Tucano no 1T23 (R\$ 37,0 milhões);
- Captação via instrumento 4131 no 1T23 (R\$ 571,1 milhões);
- Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros, *joint-venture* de Cajuína e Unipar, no 1T23 (R\$ 400,0 milhões);

⁹ 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.

- (iv) Captação da 2ª Emissão de Debêntures de Veleiros no 4T23 (R\$ 160,0 milhões), seguida pelo pré-pagamento parcial da 1ª Emissão de Debêntures de Veleiros, resultando em um saldo remanescente de R\$ 292,0 milhões;
- (v) Captação da 1ª Emissão de Debêntures de Potengi no 1T24 (R\$ 300,0 milhões), seguida pelo pré-pagamento parcial da 1ª Emissão de Notas Comerciais de Potengi, gerando um saldo remanescente de R\$ 544,3 milhões; e
- (vi) Juros, amortizações e atualizações monetárias incorridos e/ou pagos entre os períodos, além dos movimentos na AES Operações, descritos a seguir.

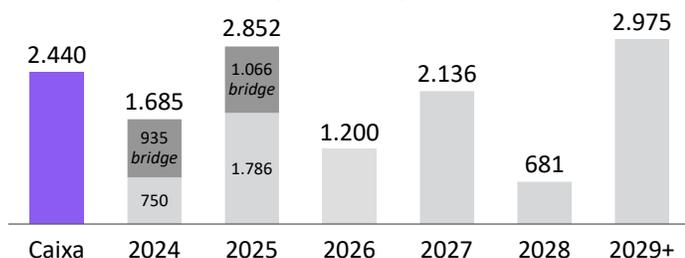
A **AES Operações** encerrou o ano com Dívida Bruta¹⁰ consolidada de R\$ 5,7 bilhões, 6,8% inferior ao 1T23 (R\$ 6,1 bilhões). A variação é explicada, principalmente, pelos juros e amortizações pagos entre os períodos.

Em 31 de março, o **Caixa**¹¹ consolidado da **AES Brasil** somava R\$ 2,4 bilhões, enquanto a **AES Operações** somava R\$ 1,5 bilhão. Desta forma, a **Dívida Líquida** é apresentada abaixo:

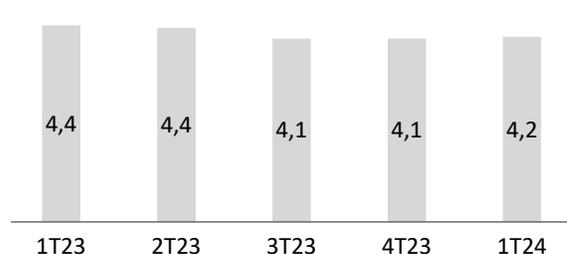
Endividamento (R\$ milhões)	AES Brasil			AES Operações		
	1T23	1T24	Var	1T23	1T24	Var
Dívida Bruta	11.949,5	11.685,0	-2,2%	6.081,1	5.667,1	-6,8%
Caixa	4.533,0	2.440,1	-46,2%	1.790,2	1.521,0	-15,0%
Dívida Líquida	7.416,5	9.244,9	24,7%	4.290,9	4.146,1	-3,4%

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

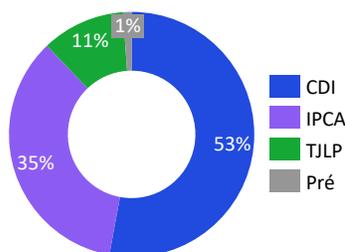
Cronograma de Amortização Consolidado AES Brasil
(R\$ milhões)¹²



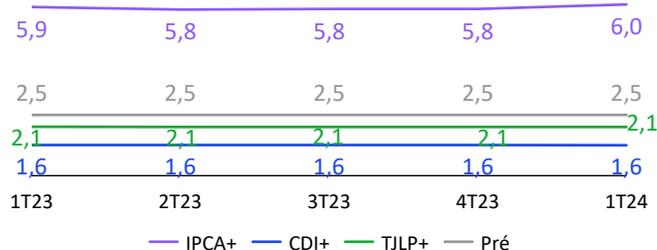
Prazo Médio Consolidado AES Brasil (anos)



Dívida Bruta por Indexador Consolidado¹³



Custo Consolidado AES Brasil (% a.a.)¹⁴



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

¹¹ Considera Caixa e Aplicações Financeiras.

¹² Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

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

¹⁴ 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.

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.

Em abril, algumas operações foram concluídas conforme planejado. Santa Tereza 07 (cluster do PPA com a Microsoft em Cajuína 2) finalizou sua 1ª Emissão de Debêntures no valor de R\$ 900 milhões. Simultaneamente, Potengi (cluster da JV com a BRF em Cajuína 1 e 2) concluiu sua 2ª Emissão de Debêntures no montante de R\$ 210 milhões.

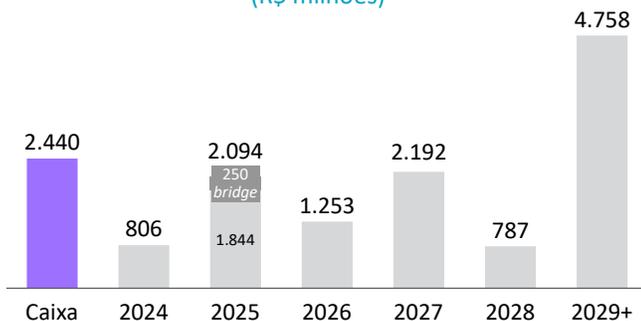
Além disso, foram contratadas linhas de financiamento subsidiado que ainda não foram desembolsados. Uma em Santa Tereza 01, sob controle de Potengi (BRF), no valor de R\$ 143,0 milhões da linha do FDNE, e mais R\$ 220,0 milhões do BNB (FNE) contratadas em São Ricardo 03 e 04, sob controle de Veleiros (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.

Adicionalmente, foi captado R\$ 600 milhões na AES Operações, com prazo de 14 anos, principalmente destinado à liquidação da 6ª Emissão de Debêntures.

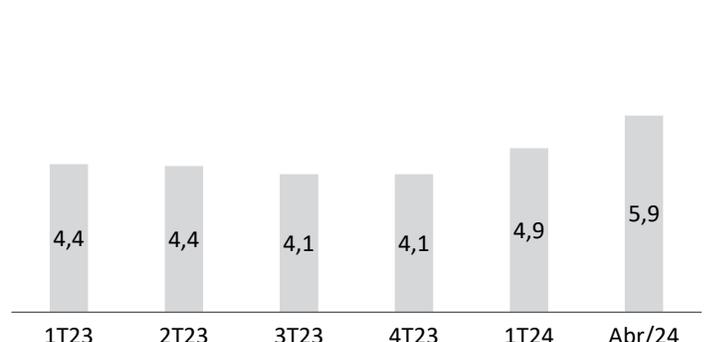
Com essas operações, o prazo médio consolidado da dívida, que era de 4,2 anos ao final do 1T24, será estendido para **5,9 anos**. Paralelamente, a exposição ao CDI será reduzida para 38%, proporcionando a maior proteção natural dos resultados, uma vez que os contratos de venda de energia são ajustados anualmente pelo IPCA.

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

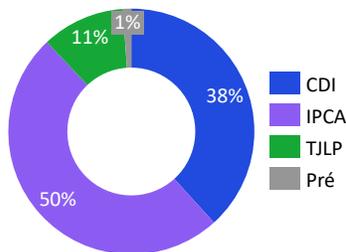
Cronograma de Amortização Contratado AES Brasil (R\$ milhões)¹⁵



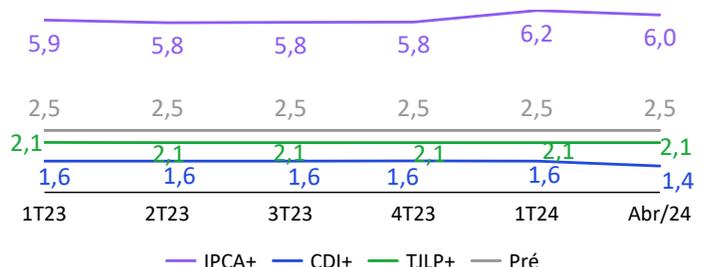
Prazo Médio Consolidado Contratado AES Brasil (anos)



Dívida Bruta por Indexador Contratado¹⁶



Custo Consolidado Contratado AES Brasil (% a.a.)¹⁷



¹⁵ Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁶ Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁷ 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.

Covenants

O Índice de Alavancagem da **AES Brasil Operações** (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹⁸) encerrou o 1T24 em 3,13x, enquanto o Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) encerrou o trimestre em 2,90.

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.

AES Brasil Operações (R\$ milhões)	1T23	1T24	Var
Dívida Bruta	6.081,1	5.667,1	-6,8%
Disponibilidades	1.790,2	1.521,0	-15,0%
Dívida Líquida	4.290,9	4.146,1	-3,4%
EBITDA Ajustado (Últimos 12 meses)	1.242,9	1.326,7	6,7%
Covenant - Dívida Líquida/EBITDA (x)	3,45	3,13	-0,32

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

Importante destacar que, apesar de a **AES Brasil não possuir covenants**, a administração da Companhia considera o indicador de alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) para gestão do endividamento consolidado. Neste cenário, o **índice de alavancagem da AES Brasil encerrou o 4T23 em 5,64x**, +0,33x se comparado ao final de 2023, reflexo da redução do EBITDA entre os períodos, além dos investimentos para a conclusão das obras de Tucano e Cajuína.

Ratings: escala nacional

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

¹⁸ 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.

INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Brasil totalizaram R\$ 208,6 milhões no 1T24, 73,9% inferior ao registrado no 1T23. 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. Além disso, houve redução nos investimentos em Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital, reflexo de maiores investimentos em Alto Sertão II em 2023 (R\$ 2,6 milhões no 1T24 vs R\$ 15,1 milhões no 1T23), em função da manutenção de *main components*, cuja aquisição foi concentrada majoritariamente em fevereiro do ano anterior.

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

Investimentos (R\$ milhões)	1T23	1T24	Var
Modernização, Manutenção e Infraestrutura Digital	45,2	32,2	-28,6%
Desenvolvimento de Pipeline - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	32,5	38,2	17,6%
Expansão	722,0	138,1	-80,9%
Complexo Tucano	115,6	2,9	-97,5%
Complexo Cajuína	606,4	135,3	-77,7%
Total Investimentos	799,7	208,6	-73,9%
Juros e Mão de Obra Capitalizados	133,2	0,1	-100,0%
Total Investimentos + Juros de Capitalização	932,9	208,7	-77,6%

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 1T24 com um caixa consolidado de R\$ 2,4 bilhões, montante R\$ 189,5 milhões inferior ao saldo final de 2023 (R\$ 2,6 bilhões), principalmente em função da utilização dos recursos para fazer frente aos investimentos na fase final de construção dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.

A geração de caixa operacional foi de R\$ 294,5 milhões.



1 – 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**, demonstrando o compromisso com a transparência e as melhores práticas ESG do mercado.

No pilar **Ambiental**, destaque para o início da restauração anual de 40 hectares de Mata Atlântica e Cerrado, com o objetivo de alcançar 243 hectares ao fim de 2024. Além disso, aproximadamente 168 mil mudas nativas foram produzidas no viveiro da Usina Hidrelétrica de Promissão (SP), onde está o Viveiro de Mudas dedicado à produção de espécies nativas.

Como destaque do pilar **Social**, com foco em Diversidade e em linha com o compromisso de alcançar 30% de mulheres na alta liderança até 2025, foi lançada uma nova iniciativa de desenvolvimento de carreira voltada para colaboradoras mulheres mapeadas com potencial se tornarem futuras líderes ou avançar para novos níveis de liderança.

Ainda no tema Social, cabe destacar a premiação recebida durante a 68ª Convenção sobre a Situação das Mulheres (CSW), realizada na sede da ONU em Nova Iorque pelo Pacto Global da ONU – Rede Brasil. O prêmio reconheceu como referência os cursos de capacitação em operação e manutenção de parques eólicos voltado exclusivamente para mulheres, realizados em parceria com o SENAI da Bahia e Rio Grande do Norte, e os dois complexos eólicos da Companhia, Tucano e Cajuína, operados exclusivamente por mulheres.

No pilar de **Governança**, com o objetivo de reiterar o compromisso da Companhia com a diligência e transparência, o Relatório Integrado de Sustentabilidade 2023 foi publicado no primeiro trimestre. Este documento segue as principais metodologias de reporte em sustentabilidade – Relato Integrado, GRI e SASB –, e é verificado externamente por uma terceira parte independente.

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

LEILÃO DE CAPACIDADE

O Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública nº 160, em 08 de março, com o objetivo de discutir aprimoramentos à minuta de portaria contendo as diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP 2024). A proposta inicial previu apenas a participação de empreendimentos de geração, hidrelétricos e térmicos, novos e existentes, para o aumento da oferta de potência no SIN. Posteriormente, mostrando-se disposto a ouvir e compreender o setor, o MME informou ser possível incluir a participação de soluções de armazenamento de energia no certame.

O LRCAP 2024 surge da necessidade constatada nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE) de contratação de capacidade de potência para atender aos critérios gerais de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A Consulta Pública indica a realização do leilão em agosto, mas com a prorrogação do prazo para o envio de contribuições até 26 de abril, o mercado já aponta expectativas de deslocamento do leilão para o 4º trimestre deste ano.

Tudo caminha para que sejam negociados produtos diferenciados por tecnologia:

- (i) empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa;
- (ii) ampliação de capacidade instalada em empreendimentos hidrelétricos existentes, despachados centralizadamente, e que não tenham sido prorrogadas ou licitados nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; e
- (iii) empreendimentos de geração renovável, novos e existentes, com unidades de armazenamento de energia elétrica despachável.

O LRCAP 2024 busca contratar potência adicional para o SIN em um momento de crescente inserção de fontes de geração de energia variável na matriz elétrica. Com prazos de 7 e 15 anos, os produtos previstos terão início do suprimento em 1º de julho de 2027 e em 1º de janeiro de 2028, sendo garantida a possibilidade de antecipação da entrega.

A AES Brasil acredita que a tecnologia aplicada aos sistemas de armazenamento encontra maturidade suficiente para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, sendo possível sua implantação como equipamento associado a centrais de geração, especialmente eólicas e solares fotovoltaicas.

Importante destacar que a AES Corporation é líder mundial no que se refere a armazenamento de energia, por meio de projetos próprios e, com a Fluence (joint venture com a Siemens), foi pioneira no desenvolvimento de baterias de íons de lítio, além de possuir diversos ativos dessa tecnologia nos países em que é investidora.

Assim, a AES Brasil participa ativamente das discussões sobre as diretrizes do LRCAP 2024, segue trabalhando na regulamentação e estruturação do mercado de armazenamento de energia elétrica no Brasil, e já afirmou estar preparando projetos visando oportunidades em 2024.

CONSTRAINED-OFF DE USINAS EÓLICAS E SOLARES

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

O tema do *constrained-off* de usinas eólicas e solares tem sido tema de discussões regulatórias junto ao órgão regulador envolvendo os Despachos Aneel nº 2.303/2019 e nº 3.080/2021, além da Resolução Normativa Aneel nº 1030/2022, que consolida a regulação aprovada para as usinas eólicas e solares, respectivamente, por meio da Resolução Normativa Aneel nº 927/2021 e da Resolução Normativa Aneel nº 1.073/2023. Em dezembro de 2022, foi comunicado pela CCEE 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), por meio do qual foram determinadas reapurações a partir de junho de 2023 para os eventos do chamado período transitório, ocorridos de janeiro de 2018 a setembro de 2021 para as usinas eólicas observando a REN 927/2021. Para as usinas solares fotovoltaicas, conforme determinado pelo Despacho nº 1.407/2022, o reprocessamento ainda considera a metodologia provisória aprovada pela Aneel no Despacho nº 1.668/2022 para todo o período de ocorrência dos eventos.

Para os eventos ocorridos em usinas eólicas a partir de outubro de 2021, ainda não foi estabelecido cronograma de reapurações, uma vez que o processo da Consulta Pública Aneel nº 22/2022, que trata das regras de comercialização definitivas, ainda não foi concluído.

Com a intensificação dos cortes de geração de usinas eólicas e fotovoltaicas após o apagão ocorrido no SIN, no dia 15 de agosto de 2023, foi movida ação judicial, através da ABEEólica e ABSOLAR, para concessão de tutela provisória de urgência. Mediante antecipação dos efeitos de tutela para que a Aneel promova a compensação integral, às suas associadas, dos eventos de restrição de operação por *constrained-off*, nas formas já previstas na Resolução Normativa Aneel nº 1.030/2022, ou ato que venha a sucedê-la, porém sem limitar tal compensação aos eventos classificados como razão de indisponibilidade externa e a franquia de horas, e também que a Aneel informe ao Ministério de Minas e Energia e à EPE os períodos e montantes de frustração de geração ocorridos que devem ser expurgados do cálculo de geração média para fins de revisão de garantia física dos empreendimentos.

A ação judicial se fundamenta na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 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**”*, e, portanto, diante do direito conferido e positivado pelo Poder Concedente, em manifestação de seus Poderes Legislativo e Executivo, não é dado à Agência Reguladora dispor em sentido diverso ou de limitar o direito à compensação.

Após o pedido de liminar ter sido negado, foi protocolado instrumento de agravo, em novembro de 2023, 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, mediante o qual reiterou 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.

Apesar dos esforços jurídicos, o setor e a AES Brasil continuam envidando esforços junto ao ONS para que seja possível eliminar de vez as restrições operativas nas interligações entre subsistemas para minimizar a situação de *constrained-off*.

MEDIDA PROVISÓRIA (MP) Nº1.212/2024

Em 10 de abril, foi publicada a **MP Nº 1.212/2024** que altera diversos normativos para tratar das energias renováveis e da redução tarifária. Em resumo, a medida se desdobra em dois temas: (i) prorrogação do prazo do desconto da TUST/TUSD para usinas renováveis no que se refere à data limite de operação para mais 36 meses, mediante aporte de garante 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 a 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, que considera pilares como previsibilidade, transparência e respeito aos contratos. No entanto, apesar da avaliação positiva a respeito das causas e efeitos da MP, há repercussões negativas do mercado considerando que seus efeitos são 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 discussão dos custos de energia e eventuais distorções.

A MP recebeu 175 emendas de diversos teores até o prazo final de envio (16 de abril), as quais serão analisadas pelo Congresso ao longo de sua tramitação.

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

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	1T23	1T24	Var (p.p. ou %)
Afluência - SIN (% MLT)	104,9	65,8	-39,2
Afluência - SE/CO (% MLT)	108,1	61,8	-46,2
Nível Reservatórios - SIN (% média)	79,5	66,0	-13,5
Nível Reservatórios - SE/CO (% média)	76,6	65,1	-11,5
GSF (%)	101,3	90,7	-10,6
Afluência Bacia Rio Grande (% MLT)	144,7	54,2	-90,5
Afluência Bacia Rio Tietê (% MLT)	117,3	68,1	-49,2
Disponibilidade (%)	90,9	92,3	1,4

Geração Usinas Hidrelétricas (GWh)	1T23	1T24	Var
Energia Gerada Bruta	3.456,5	2.589,8	-25,1%
Água Vermelha	1.667,1	1.532,3	-8,1%
Bariri	203,8	152,5	-25,2%
Barra Bonita	150,3	92,0	-38,8%
Caconde	125,1	58,6	-53,1%
Euclides da Cunha	169,7	100,3	-40,9%
Ibitinga	208,7	172,2	-17,5%
Limoeiro	43,7	29,4	-32,6%
Nova Avanhandava	490,1	254,8	-48,0%
Promissão	388,4	185,5	-52,3%
Mogi / S. Joaquim / S. José	9,6	12,2	27,1%
Energia Gerada Líquida	3.427,6	2.569,1	-25,0%

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

FORTE EÓLICA

Indicadores Operacionais	1T23	1T24	Var (p.p. ou %)
Ventos (m/s)	7,3	6,6	-10,3%
Alto Sertão II	7,9	6,3	-20,6%
Ventus	6,7	6,1	-9,6%
Mandacaru	6,4	6,2	-3,4%
Salinas	7,2	6,4	-11,8%
Ventos do Araripe	6,8	6,2	-8,6%
Caetés	8,0	7,0	-13,0%
Cassino	7,0	7,3	4,8%
Tucano	-	7,7	n.a.
Cajuína	-	6,3	n.a.
Disponibilidade (%)	87,4	82,5	-4,9
Alto Sertão II	93,0	89,6	-3,3
Ventus	81,4	86,8	5,3
Mandacaru	80,1	82,6	2,6
Salinas	95,2	96,5	1,3
Ventos do Araripe	84,2	52,0	-32,2
Caetés	83,9	89,0	5,0
Cassino	97,1	97,4	0,3
Curtailement (GWh)	7,4	28,8	286,4%
Alto Sertão II	5,5	6,0	9,1%
Ventus	0,3	3,2	956,9%
Mandacaru	0,4	0,2	-55,1%
Salinas	0,0	0,7	n.a.
Ventos do Araripe	0,7	0,3	-64,1%
Caetés	0,5	0,7	30,8%
Cassino	0,0	0,1	n.a.
Tucano	-	0,3	n.a.
Cajuína	-	17,3	n.a.
Geração Parques Eólicos (GWh)	1T23	1T24	Var
Energia Gerada Bruta	964,9	1.058,2	9,7%
Alto Sertão II	334,9	202,2	-39,6%
Alto Sertão II - LER 2010	143,7	82,4	-42,7%
Alto Sertão II - LEN 2011	191,2	119,8	-37,3%
Ventus	83,1	65,2	-21,5%
Mandacaru	51,8	45,8	-11,5%
Salinas	35,2	23,6	-32,9%
Ventos do Araripe	120,4	96,0	-20,2%
Caetés	191,4	158,9	-17,0%
Cassino	45,2	50,8	12,5%
Subtotal sem Novos Ativos	862,0	642,6	-25,4%
Tucano	102,9	169,2	64,4%
Cajuína	0,0	246,3	n.a.

Características Gerais – Ativos Eólicos

Portfólio Eólico	Quadrilênios - 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
Alto Sertão II									
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
Ventus									
LER 2009	jul-12	jun-16	jun-20	jun-24	jun-28	jun-32	112	1,7	MS
Mandacaru e Salinas									
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
Ventos do Araripe									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	105	2,0	Siemens Gamesa
Caetés									
LER 13	set-15	ago-19	ago-23	ago-27	ago-31	ago-35	107	1,7	GE
Cassino									
LFA 10	jan-15	dez-18	dez-22	dez-26	dez-30	dez-34	32	2,0	Siemens Gamesa
Tucano (ACL)									
PPA Unipar	-	-	-	-	-	-	25	6,2	Siemens Gamesa
PPA Anglo	-	-	-	-	-	-	27	6,2	Siemens Gamesa
Cajuína (ACL)									
Cajuína 1	-	-	-	-	-	-	55	5,7	Nordex
Cajuína 2	-	-	-	-	-	-	65	5,7	Nordex

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

FORTE SOLAR

Indicadores Operacionais	1T23	1T24	Var (p.p. ou %)
Irradiância (W/m²)	235,5	259,0	10,0%
Guaimbê	232,3	283,8	22,2%
Boa Hora	239,1	225,5	-5,7%
Água Vermelha	238,3	240,4	0,9%
Disponibilidade (%)	97,9	99,8	1,9
Guaimbê	99,2	99,6	0,5
Boa Hora	98,9	100,0	1,1
Água Vermelha	94,6	99,7	5,2
Curtaimento (GWh)	0,0	1,2	n.a.
Guaimbê	-	0,7	n.a.
Boa Hora	-	0,2	n.a.
Água Vermelha	-	0,3	n.a.
Generation Solar Power (GWh)	1Q23	1Q24	Var
Gross Generation	144,9	152,7	5,4%
Guaimbê	68,0	73,9	8,7%
Ouroeste	76,9	78,8	2,5%
<i>Ouroeste - Boa Hora</i>	<i>37,2</i>	<i>37,6</i>	<i>1,0%</i>
<i>Ouroeste - Água Vermelha</i>	<i>39,7</i>	<i>41,2</i>	<i>4,0%</i>

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

BALANÇO PATRIMONIAL E DRE

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	31/03/2024
Ativo Total	19.479,9	19.543,8
Ativo Circulante	2.772,2	2.698,9
Caixa e equivalentes de caixa	281,7	119,3
Investimentos de curto prazo	1.733,3	1.681,1
Contas a receber de clientes	375,7	369,4
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	101,2	122,2
Outros tributos a recuperar	4,6	5,9
Instrumentos financeiros derivativos	31,5	178,0
Cauções e depósitos vinculados	37,3	26,9
Conta de ressarcimento	9,7	18,5
Outros ativos	197,2	177,7
Ativo Não Circulante	16.707,7	16.844,9
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	75,2	106,4
Tributos diferidos	128,0	145,6
Cauções e depósitos vinculados	577,4	612,7
Instrumentos financeiros derivativos	34,9	97,4
Conta de ressarcimento	7,9	8,0
Outros ativos	35,6	36,5
Investimentos em controladas e joint ventures	106,9	98,8
Imobilizado, líquido	13.691,8	13.771,4
Intangível, líquido	2.050,1	1.968,0

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2023	31/03/2024
Passivo Total e Patrimônio Líquido	19.479,9	19.543,8
Passivo Circulante	3.332,4	5.234,4
Fornecedores	375,8	269,0
Empréstimos e financiamentos e debêntures	2.308,7	4.146,6
Passivo de arrendamento	7,9	7,6
Imposto de renda e contribuição social a pagar	17,6	20,9
Outros tributos a pagar	60,4	52,6
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	46,0	46,1
Provisões para processos judiciais e outros	9,3	10,1
Instrumentos financeiros derivativos	143,8	406,4
Encargos setoriais	21,7	17,9
Obrigações de aquisições	132,0	157,7
Conta de ressarcimento	137,6	45,9
Outras obrigações	71,6	53,8
Passivo Não Circulante	10.568,1	8.850,5
Empréstimos e financiamentos e debêntures	9.149,4	7.380,0
Passivo de arrendamento	212,2	224,0
Tributos diferidos	8,5	9,6
Obrigações com benefícios pós-emprego	104,0	103,7
Provisões para processos judiciais e outros	65,0	65,3
Instrumentos financeiros derivativos	257,4	136,3
Obrigações de aquisições	0,0	0,0
Conta de ressarcimento	638,9	792,3
Outras obrigações	132,8	139,4
Patrimônio Líquido	5.579,4	5.458,8
Capital social subscrito e Integralizado	2.197,0	2.197,0
Ações em tesouraria	0,0	0,0
Reserva de capital	1.258,9	1.259,0
Reserva de lucros	1.231,1	1.231,1
Outros resultados abrangentes	-168,0	-198,5
Lucros acumulados	0,0	-94,1
Subtotal	4.519,0	4.394,5
Participação de acionista não controlador	1.060,5	1.064,4

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	1T23	1T24	Var
Receita Operacional Líquida	786,3	828,6	5,4%
Custo com Energia	(226,4)	(295,4)	30,5%
Margem Líquida¹	559,8	533,2	-4,8%
Custos e Despesas Operacionais	(153,0)	(177,6)	16,1%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(8,6)	(15,5)	79,8%
EBITDA	398,3	340,2	-14,6%
EBITDA Ajustado²	409,3	367,6	-10,2%
Depreciação & Amortização	(155,8)	(179,4)	15,2%
EBIT	242,5	160,8	-33,7%
Resultado Financeiro	(144,8)	(245,4)	69,5%
Receitas Financeiras	150,1	76,9	-48,8%
Despesas Financeiras	(293,6)	(322,1)	9,7%
Variações Cambiais (Líquidas)	(1,2)	(0,2)	-81,8%
Resultado de Equivalência Patrimonial	0,8	(3,8)	-599,9%
Resultado Antes dos Tributos	98,5	(88,4)	-189,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(25,1)	(21,7)	-13,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(13,0)	7,8	-160,2%
Lucro Líquido	60,4	(102,4)	-269,6%
Lucro Líquido Ajustado³	67,7	(84,3)	-224,5%

1 – Margem líquida é resultado da receita líquida menos o custo com energia; 2 – EBITDA 1T23 ajustado por reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; / 1T24 ajustado por: (i) reversão do preço de compra de Alto Sertão II; (ii) manutenção bianual das eclusas; e (iii) indenização por danos materiais em Ventos do Araripe; 3 – Considera os ajustes efetuados no EBITDA, líquidos de IR/CSLL.

RESULTADOS POR FONTE

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	1T23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	786,3	514,6	203,7	47,8	64,1	18,2	(62,1)
Custo com energia	(226,4)	(185,8)	(23,7)	(2,6)	(55,6)	(18,3)	59,9
Margem Líquida	559,8	328,7	180,0	45,2	8,5	(0,1)	(2,2)
Custos e Despesas Operacionais	(153,0)	(94,1)	(44,9)	(3,7)	(0,1)	(9,7)	(0,4)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(8,6)	(8,7)	(2,0)	(0,4)	0,0	0,0	2,7
EBITDA	398,3	225,9	133,1	41,0	8,3	(9,8)	0,0
EBITDA Ajustado²	409,3	233,9	136,1	41,0	8,3	(9,8)	0,0

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	1T24						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	828,6	610,7	195,8	51,5	92,3	21,6	(143,2)
Custo com energia	(295,4)	(274,3)	(49,9)	(2,4)	(90,2)	(21,2)	142,6
Margem Líquida	533,2	336,4	145,9	49,1	2,0	0,4	(0,6)
Custos e Despesas Operacionais	(177,6)	(115,8)	(50,8)	(2,9)	(0,2)	(8,5)	0,6
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(15,5)	(23,3)	8,3	(0,1)	0,0	(0,4)	0,0
EBITDA	340,2	197,3	103,3	46,1	1,8	(8,4)	(0,0)
EBITDA Ajustado³	367,6	234,6	93,5	46,1	1,8	(8,4)	(0,0)

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. 1 – Considera Holdings e AES Integra (comercializadora varejista); 2 – EBITDA 1T23 ajustado por reversão de contingência ativa e provisão de ativos referente à venda da AES Inova; 3 – EBITDA 1T24 ajustado por: (i) reversão do preço de compra de Alto Sertão II; (ii) manutenção bianual das eclusas; e (iii) indenização por danos materiais em Ventos do Araripe.

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

ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante ¹	Vencimento	Custo Nominal
AES Brasil Energia - Consolidado	11.685,0		
AES Brasil Energia	1.852,5		
1ª Emissão de Debêntures	1.070,4	mar/25	CDI + 2,30% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2022) ²	204,2	nov/24	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ²	388,1	jan/25	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ²	189,8	jan/25	CDI + 1,65% a.a.
Complexo Tucano (Debênture)	388,0		
1ª emissão de Debêntures – Holding II	388,0	set/41	IPCA + 6,06% a.a.
Complexo Tucano (BNB)	389,6		
Tucano F1	100,9	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F2	87,1	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F3	101,0	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F4	100,6	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Complexo Cajuína	2.347,1		
Cajuína AB1 - 1ª Emissão de Debêntures	1.050,5	jun/44	IPCA + 7,07% a.a.
Potengi - 1ª Nota Comercial	544,3	jun/24	CDI + 1,70% a.a.
Potengi - 1ª Emissão de Debêntures	289,3	dez/41	IPCA + 7,37 a.a.
Veleiros - 1ª Emissão de Debêntures	302,3	jul/24	CDI + 1,50% a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 1ª Série	80,4	nov/47	IPCA + 7,33 a.a.
Veleiros - 2ª Emissão de Debêntures, 2ª Série	80,3	nov/41	IPCA + 6,93 a.a.
Complexo Araripe	526,6		
Ventos de São Tito - 1ª emissão de Debêntures	429,9	jun/28	IPCA + 8,86% a.a.
Ventos de São Tito (BNDES)	96,7	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
Complexo Caetés	514,0		
Ventos de São Tomé - 1ª emissão de Debêntures	416,2	jun/27	IPCA + 9,24% a.a.
Ventos de São Tomé (BNDES)	97,9	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
AES Brasil Operações - Consolidado	5.667,1		
AES Brasil Operações³	5.210,2		
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	233,2	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	200,6	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.384,3	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	833,8	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	232,7	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
10ª Emissão de Debêntures	774,3	dez/27	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2020) ³	600,0	dez/25	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2021) ³	800,0	mar/26	CDI + 1,48% a.a.
Brasventos Eolo (BNDES)	49,4	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
Brasventos Miassaba (BNDES)	49,9	out/29	TJLP + 2,71% a.a.
Rio dos Ventos 3 (BNDES)	52,1	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
AES Tietê Eólica	48,7		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	16,8	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	31,8	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.
Complexo MS (BNDES)	36,1		
Mar e Terra	8,2	nov/29	TJLP + 1,88% a.a.
Embuaca	9,1	mai/30	TJLP + 1,76% a.a.
Icaraí	8,8	out/29	TJLP + 1,66% a.a.
Bela Vista	10,0	nov/29	TJLP + 1,66% a.a.
Complexo MS (BNB)⁴	122,4		
Mar e Terra	36,4	mai/33	2,5% a.a.
Embuaca	31,2	mai/30	2,5% a.a.
Icaraí	22,8	mai/31	2,5% a.a.
Bela Vista	31,9	mai/30	2,5% a.a.
Complexo Santos (BNDES)	92,6		
São Jorge	34,5	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
São Cristóvão	38,3	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Santo Antonio de Pádua	19,9	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Complexo Cassino (BNDES)	114,4		
Brisa	40,5	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Vento	38,7	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Wind	35,2	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Outros	42,8		

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	1T23	1T24	Var
Ambiental	Captação de água (m ³) ¹	12.900,5	15.886,4	23,1%
	Consumo total de água (m ³) ¹	2.580,1	3.177,3	23,1%
	Intensidade hídrica (m ³ /GWh)	2,87	4,18	45,6%
	Resíduos destinados (toneladas) ²	21,1	71,9	241,2%
	Emissões GEE geradas (tCO ₂ e) ³	294,7	469,2	59,2%
	Intensidade de emissões (tCO ₂ e/GWh) ³	0,05	0,12	141,0%
	Emissões GEE evitadas (tCO ₂) ⁴	175.901,3	146.364,3	-16,8%
	Consumo total de energia elétrica (MWh) ⁵	1.603,8	3.634,5	126,6%
	Sites certificados pelo Sistema Gestão Ambiental ISO 14001 (%) ⁶	74%	72%	-2,7%
	Total de hectares de Mata Atlântica e Cerrado restaurados (ha) ⁷	16,7	40,6	1,4
	Total de mudas de árvores produzidas ⁷	140.060	168.448	20,3%
	Total de espécies ameaçadas de extinção conservadas	3	2	-33,3%
	Investimento em programas ambientais (R\$)	4.714.339,0	3.643.745,1	-22,7%
Social	Número total de empregados	648	699	7,9%
	Mulheres	191	216	13,1%
	Homens	457	483	5,7%
	Alta liderança (gerências e acima) ⁸	56	56	0,0%
	Mulheres	14	16	14,3%
	Homens	42	40	-4,8%
	Taxa de rotatividade total (%)	6,58	4,20	-36,2%
	Taxa de rotatividade voluntária (%)	6,03	3,84	-36,3%
	Nº acidentes fatais - colaboradores próprios	0	0	-
	Nº acidentes fatais - terceiros	0	0	-
	LTI Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-
	LTI Rate - terceiros	0,25	0,00	-100,0%
	Recordable Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-
	Recordable Rate - terceiros	1,63	1,46	-10,4%
	Acidentes em comunidades	0	0	-
Sites certificados ISO 45001 (%) ⁶	74%	72%	-2,7%	
Colaboradores próprios treinados em saúde e segurança (%) ⁹	99%	97%	-2,5%	
Colaboradores terceiros treinados em saúde e segurança (%) ⁹	100%	98%	-2,1%	
Governança	Membros no Conselho de Administração	11	11	0,0%
	Mulheres	4	3	-25,0%
	Homens	7	8	14,3%
	Independentes	4	5	25,0%
	Conselheiros Internos	7	6	-14,3%
	Total de parceiros avaliados em critérios de ética e compliance	41	52	26,8%
	Manifestações recebidas no AES Helpline	14	25	78,6%

1 – Considera todas as unidades de negócio em operação. O aumento em 2023 e 2024 se deve ao fato de que passamos a considerar também o consumo via caminhão pipa nos ativos eólicos a partir de 2023, além da aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE) e Cassino (RS) em dezembro/2022; A intensidade hídrica no 1T24 aumentou em relação ao 1T23 devido a queda na geração no 1T24.

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 2023 e 2024 é decorrente de atividades de 5S para destinação de resíduos acumulados nos parques devido às manutenções.

3 – As Emissões de GEE geradas consideram o somatório dos escopos 1, 2 e 3. A Intensidade de emissões considera escopos 1 e 2. O aumento nos anos de 2021 e 2022 foi reflexo da incorporação de um ativo eólico onde foi identificado vazamento de hexafluoreto de enxofre (SF6). Em 2023, para solucionar o problema, foram substituídos os cubículos alimentadores de energia nessa unidade; As emissões totais de GEE no 1T24 aumentaram em relação ao 1T23 devido ao maior consumo de energia elétrica do SIN, justificado na nota 5, além do aumento na geração de resíduos, justificado na nota 2; A intensidade de emissões no 1T24 aumentou em relação ao 1T23 devido a queda na geração no 1T24, e consequentemente diminuiu as emissões evitadas.

4 – Os dados de 2023 e 2024 consideram o fator do grid nacional de 0,0385 (tCO₂/MWh). A queda na geração bruta hídrica no 1T24 gerou um aumento na intensidade de emissões de GEE.

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; No 1T24 houve aumento no consumo de energia elétrica do SIN decorrente do regime de ventos mais fraco no período, especialmente na região Nordeste – onde estão localizados alguns dos nossos parques eólicos, que demandaram consumo de energia elétrica do SIN para manterem o funcionamento destes complexos eólicos.

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

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

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

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