

Release 3T23

aes Brasil

AESB
B3 LISTED NM

**TELECONFERÊNCIA DE
RESULTADOS**

**07.11.2023
10:00h (BRT) / 8:00h (EST)**

Conexão:
Brasil: +55 11 4090-1621 | +55 11 3181-8565
EUA: +1 412 717-9627 | +1 844 204-8942

**Slides da apresentação e áudio estarão
disponíveis em: ri.aesbrasil.com.br**

DESTAQUES 3T23

Crescimento:

- **Complexo Eólico Cajuína Fase 1 (314 MW):** Conclusão da construção e início da operação comercial de todos os 55 aerogeradores que compõe essa fase do Complexo. Cajuína 1 está totalmente contratado com PPAs de longo prazo, com clientes de excelente perfil de crédito.
- **Complexo Eólico Cajuína Fase 2 (370 MW):** A evolução da construção superou os 84%, com destaque para o avanço das obras civis e a conclusão das obras na subestação Caju. Até outubro de 2023, 4 aerogeradores, dos 65 que compõe o parque, entraram em operação comercial. A estimativa é que o parque esteja 100% em operação no 1S24.

Operações:

- **Eólica:** Geração eólica bruta de 1.412,4 GWh no 3T23, crescimento de 94,6% quando comparada ao 3T22, em função nos novos complexos eólicos Ventos do Araripe, Caetés, Cassino e a entrada em operação faseada dos Complexos de Tucano e Cajuína 1.
- **Hídrica:** Como reflexo da maior afluência e da recuperação dos reservatórios do sistema para níveis acima da média, o volume total de energia bruta gerada atingiu 2.747,6 GWh no 3T23, 49,4% acima do mesmo período de 2022.

ESG:

- **MSCI:** Pelo terceiro ano consecutivo, a Companhia obteve a pontuação máxima de desempenho ESG pelo ranking MSCI, sendo a única empresa do setor elétrico na América Latina com classificação "AAA".
- **Formação de Mulheres em Cajuína:** A AES Brasil formou a primeira turma de 73 mulheres especialistas em operação e manutenção de parques eólicos no Rio Grande do Norte. Assim como em Tucano, o Complexo Cajuína Fase 1 e 2 será 100% operado por mulheres.

DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Receita Líquida	786,6	908,6	15,5%	2.084,3	2.457,9	17,9%
Custo com Energia ¹	(359,1)	(321,0)	-10,6%	(871,2)	(795,0)	-8,7%
Margem Líquida	427,4	587,7	37,5%	1.213,1	1.662,9	37,1%
EBITDA	283,8	429,7	51,4%	823,8	1.175,4	42,7%
Margem EBITDA (%)	36,1%	47,3%	11,2 p.p.	39,5%	47,8%	8,3 p.p.
Lucro Líquido	102,6	124,4	21,3%	182,8	220,7	20,7%

1 – Inclui encargos setoriais e de transmissão.

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

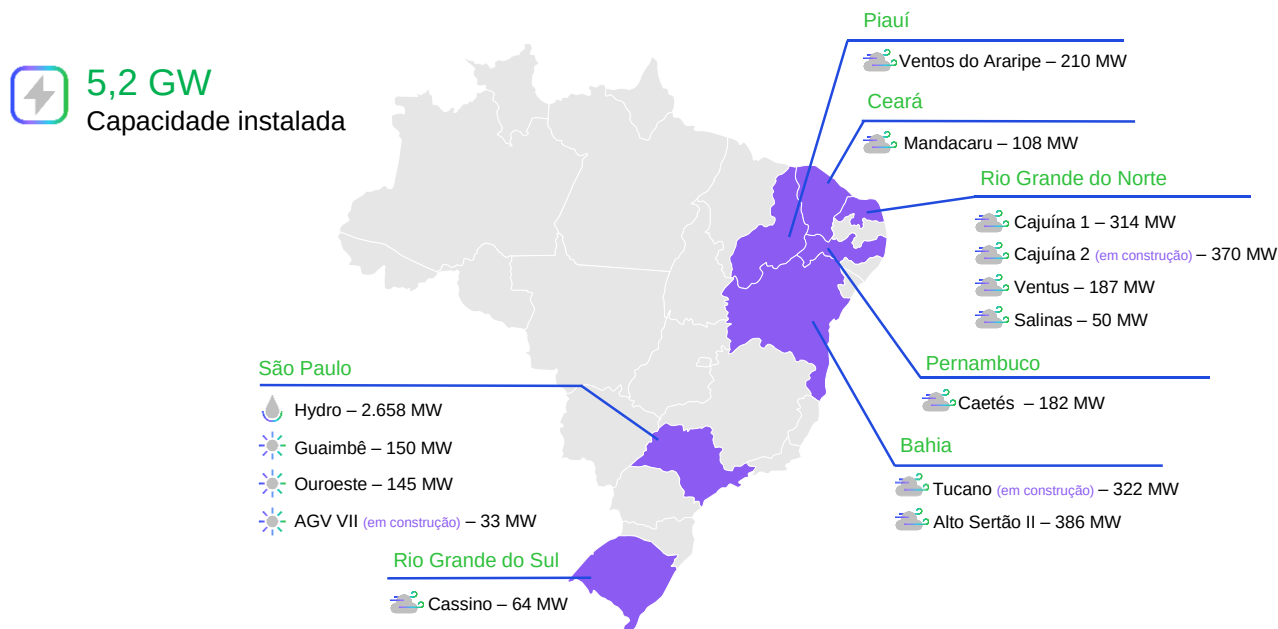
SUMÁRIO

DESTAQUES 3T23	2
DESTAQUES FINANCEIROS CONSOLIDADOS	2
A AES BRASIL	4
PERFIL CORPORATIVO	4
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA	4
PORTFÓLIO	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
GERAÇÃO CONSOLIDADA	7
GERAÇÃO HÍDRICA	7
GERAÇÃO EÓLICA	10
GERAÇÃO SOLAR	11
DESEMPENHO COMERCIAL	12
NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO	12
COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA	13
BALANÇO ENERGÉTICO – HÍDRICO	13
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO	14
RECEITA E MARGEM LÍQUIDA	14
CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS	16
EBITDA	17
RESULTADO FINANCEIRO	18
LUCRO LÍQUIDO	19
ENDIVIDAMENTO	20
INVESTIMENTOS	22
FLUXO DE CAIXA GERENCIAL	22
PERFORMANCE ESG	23
DIRETRIZES E COMPROMISSOS	23
CONTEXTO REGULATÓRIO	25
MECANISMO REGULATÓRIO EXCEPCIONAL (“Dia do Perdão”)	25
ANEXOS	26
INDICADORES OPERACIONAIS DO PERÍODO	26
DESEMPENHO DA GERAÇÃO POR FONTE	27
AES BRASIL ENERGIA – BALANÇO E DRE	28
RESULTADOS POR FONTE	29
ENDIVIDAMENTO	30
INDICADORES ESG	31

A AES BRASIL

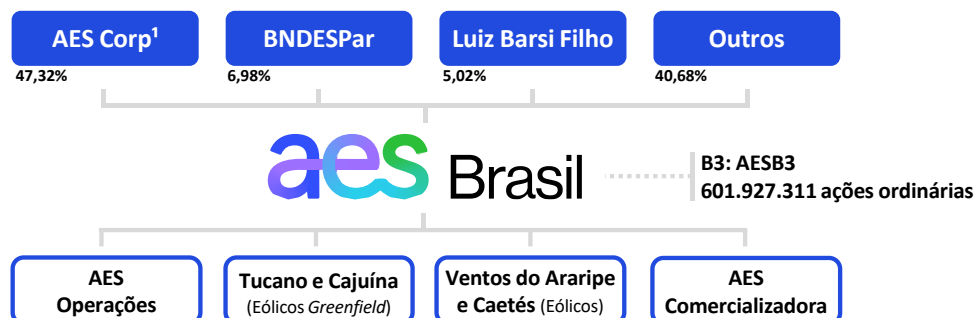
PERFIL CORPORATIVO

A AES Brasil investe há quase 25 anos no Brasil e é uma **geradora de energia elétrica 100% renovável**. Possui portfólio diversificado, com **capacidade instalada de 4,5 GW em operação e mais de 0,7 GW em construção** (Tucano, Cajuína Fase 2 e AGV VII), totalizando 5,2 GW de capacidade instalada exclusivamente renovável.



Com vasta experiência na operação de ativos renováveis, a Companhia possui um elevado potencial de crescimento nos segmentos eólico e solar, com uma **pipeline de projetos em diferentes fases de evolução que poderão adicionar até 4,0 GW de capacidade instalada** ao seu portfólio.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA



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

PORTFÓLIO

FONTE EÓLICA

Complexos Eólicos	Contrato O&M	Fim do Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO					1.501,0	699,6	682,3				
Alto Sertão II - BA	-	-	-	-	386,1	181,3	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	98,1	103,6	jan/16	dez/35	195,76	2047
Ventus - RN	-	-	-	-	187,0	65,8	58,3	-	-	-	-
LER 2009	FSA GE	2024	100%	2014	187,0	65,8	58,3	jul/12	jun/32	336,82	2045
Mandacaru e Salinas - CE/RN	-	-	-	-	158,5	64,3	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	25,2	31,4	jan/16	dez/35	209,33	2047
Novos Ativos - 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	198,90	2049
Cassino - LFA 10	FSA SGRE	2025	100%	2015	64,0	24,2	26,4	jan/15	dez/34	279,58	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/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
EM CONSTRUÇÃO					692,9	338,1	282,9				
Tucano - BA	-	-	-	-	322,4	147,1	130,0	-	-	-	-
PPA Unipar I (autoprodução)	FSA SGRE	2028	50%	2523e	155,0	71,5	60,0	jan/23	dez/42	-	2055
PPA Anglo	FSA SGRE	2028	100%	2523e	167,4	75,6	70,0	jan/22	dez/36	-	2055
Cajuína 2 - RN	-	-	-	-	370,5	191,0	152,9	-	-	-	-
PPA BRF (autoprodução) - Cajuína 2	FSA Nordex	-	76%	2023e	74,1	37,9	35,9	jan/24	dez/38	-	2055
PPA Unipar III (autoprodução)	FSA Nordex	-	90%	2023e	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: setembro/23. Preço bruto de impostos.

FONTE SOLAR

Complexos Solares	Contrato O&M	% AES Brasil	Entrada em operação	Cap. Instalada (MW)	Garantia Física MME (Bruta, MWm)	MWm Contratado	Início do PPA	Fim do PPA	Preço PPA (R\$/MWh) ¹	Fim da Autoriz.
OPERAÇÃO				295,1	65,3	65,2				
Guaimbê – SP	-	-	-	150,0	29,5	29,5	-	-	-	-
LER 2014	Interno	100%	2018	150,0	29,5	29,5	out/17	set/37	347,86	2050
Ouroeste – SP	-	-	-	145,1	35,8	35,7	-	-	-	-
Boa Hora – LER 2015	Interno	100%	2019	69,1	15,9	15,9	nov/18	out/38	420,07	2051
Água Vermelha – LEN 2017	Interno	100%	2019	76,0	19,9	19,9	jan/21	dez/40	191,89	2053
EM CONSTRUÇÃO				33,2						
AGV VII - SP	Interno	100%	2024	33,2	-	-	-	-	-	-

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

FONTE HÍDRICA

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

PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A AES Brasil **concluiu em outubro de 2023 a construção do Complexo Eólico Cajuína Fase 1**, no Rio Grande do Norte, e todos os 55 aerogeradores (Nordex), já estão em operação comercial. Com isso, **esta fase adiciona 314 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia**, totalmente contratado com PPAs de longo prazo. O investimento total do complexo foi de R\$ 1,9 bilhão.

A Companhia, segue sua estratégia de crescimento, e está na fase final de construção de 322 MW de capacidade instalada no **Complexo Eólico Tucano**, na Bahia, e de outros 370 MW de capacidade instalada no **Complexo Cajuína Fase 2**, também localizado no Rio Grande do Norte.

No **Complexo Eólico Tucano**, a construção está 99% concluída, com todos os 52 aerogeradores montados e comissionados. Até outubro de 2023, 49 aerogeradores foram comissionados e 37 iniciaram a operação comercial. A estimativa é que o parque esteja 100% operacional no 4T23.

Já no **Complexo Eólico Cajuína Fase 2**, a evolução da construção superou os 84%, com destaque para 95% de avanço das obras civis e o início da operação comercial dos primeiros 4 aerogeradores. Até outubro de 2023, dos 65 aerogeradores que compõem essa fase, 44 torres foram montadas e 27 estão prontos para comissionamento. A estimativa é que o parque esteja 100% operacional no 1S24.

Complexos em Construção	Complexo Eólico Tucano	Complexo Eólico Cajuína – Fase 2
Características Gerais		
Capacidade Instalada ¹ (MW)	322,4	370,5
Localização	BA	RN
Quantidade de Aerogeradores	52	65
Fator de Capacidade Estimado (P50)	49%	54%
Energia Vendida (MWm)	130	153
Nº de PPAs Supridos	2	3
Duração Média dos PPAs	17,4 anos	16,4 anos
Fim da Autorização	2055	2055
Construção		
Início da Construção	fev/21	mai/22
Entrada em Operação (e)	2S23	1S24
Outorga	✓	✓
Parecer de Acesso ²	✓	✓
Benefício TUST/TUSD	✓	✓
Características Financeiras		
Financiamento	≅ 80% do capex (Debênture + BNB)	≅ 70% do capex (Debênture + Bridge)
Capex Total ³ (R\$ mi)	1.515,0	4.257,8
Capex (R\$ mi/MW) ³	4,7	6,2

1 – Passível de alteração em caso de mudança no layout no projeto; 2 – Documento que formaliza a conexão do ativo à rede de transmissão; 3 – Valores reais em jan/23, considera o CAPEX total dos projetos com constituição de JV.

Adicionalmente, a AES Brasil deu início à construção do **Parque Solar AGV VII** em um território adjacente aos complexos solares Boa Hora e Água Vermelha, em operação desde 2019. O projeto possui capacidade instalada de 33,2 MW, Capex projetado de R\$ 179,5 milhões e entrada em operação no 2S24.

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

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO CONSOLIDADA

Geração (GWh)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
TOTAL	2.705,6	4.302,4	59,0%	8.353,5	12.768,8	52,9%
Hídricas	1.839,2	2.747,6	49,4%	6.316,0	8.958,3	41,8%
Eólicas	725,9	1.412,4	94,6%	1.604,9	3.393,4	111,4%
Solares	140,5	142,4	1,3%	432,6	417,2	-3,6%

GERAÇÃO HÍDRICA

Estrutura do Sistema

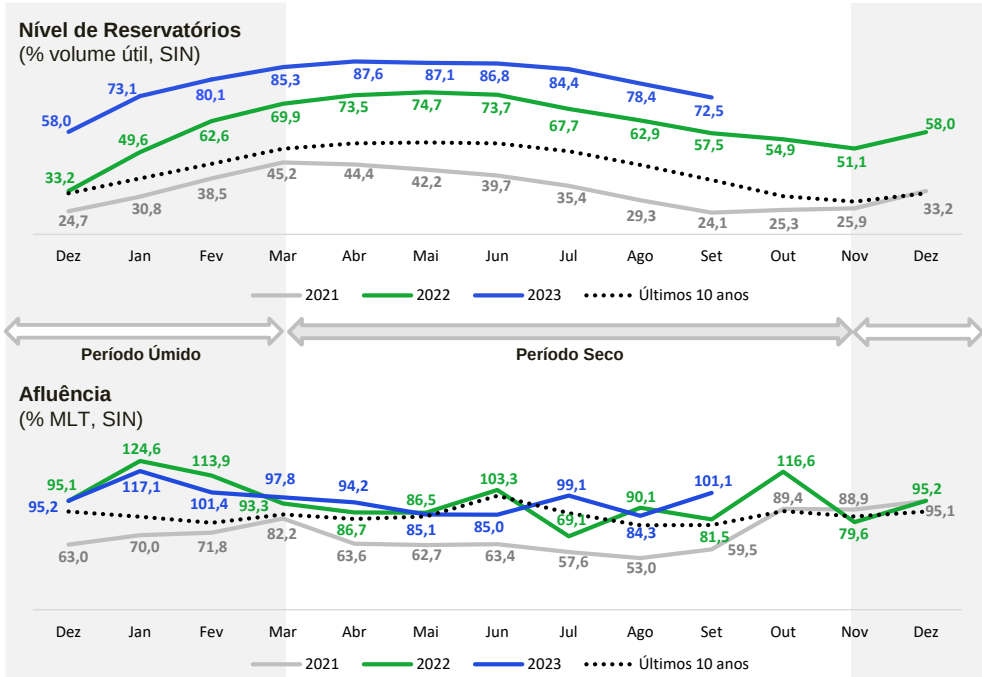
A receita decorrente da geração hídrica está relacionada à estratégia de alocação de energia adotada pela Companhia, e não diretamente ao seu volume de geração, uma vez que as hidrelétricas fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico. Para 2023, a

AES Brasil adotou a estratégia de seguir a alocação do MRE entre os meses do ano. **As usinas da Companhia representam, aproximadamente, 2% de toda a garantia física hídrica que compõe o MRE.**

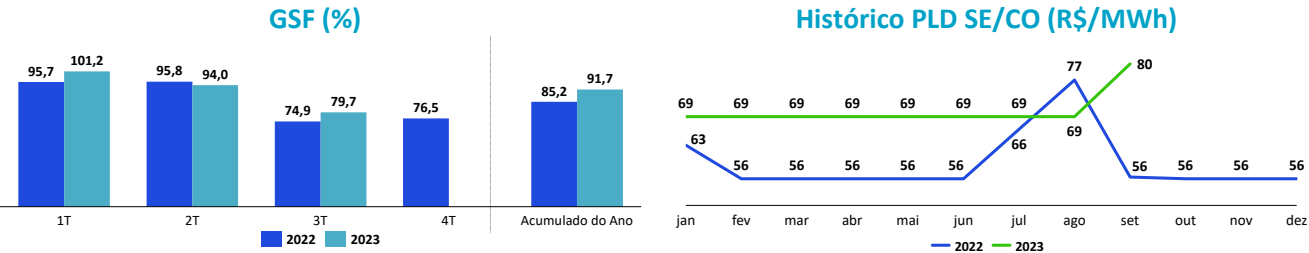
O despacho das usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE é determinado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e **foi maior no 3T23 e 9M23**, em comparação aos mesmos períodos de 2022, em decorrência dos níveis de reservatórios mais altos na comparação entre os períodos.

A **afluência média do SIN foi de 95,1% da MLT¹ no 3T23 e 97,8% nos 9M23** (vs 79,4% no 3T22 e 98,1% nos 9M22). Como resultado de um longo período com chuvas próximas à MLT, os reservatórios do Brasil registraram altos níveis de volume útil nos períodos (média de 78,5% no 3T23 e 81,7% ao longo dos 9M23), acima da média dos mesmos períodos do ano anterior (62,7% no 3T22 e 65,8% nos 9M22) e da média histórica dos últimos 10 anos.

De acordo com ONS, a **carga média de energia do SIN atingiu 69,2 GWm no 3T23**, aumento de 2,2% em relação ao 3T22 e **70,7 GWm no 9M23**, aumentos de 1,1% vs 9M22, reflexo da retomada gradual da atividade econômica combinado com o fenômeno El Niño que levou as temperaturas acima de 40°C em setembro.



Como consequência do cenário hidrológico mencionado acima, o **GSF foi de 79,7% no 3T23 e 91,7% nos 9M23** (vs 74,9% no 3T22 e 88,4% nos 9M22). No acumulado de 2023 até setembro, o **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)** médio para o submercado SE/CO foi de R\$ 70,29/MWh, 1,8% superior ao limite inferior estabelecido pela ANEEL para o ano (R\$ 69,04/MWh).



¹ Média de Longo Termo.

Vale destacar que, na última semana de setembro de 2023, foi observada a **elevação do PLD horário** em relação ao seu valor mínimo, o que não ocorria desde agosto de 2022. Os principais fatores que levaram a esta elevação foram:

- I. **Altas temperaturas:** recorde histórico de demanda instantânea no dia 27 de setembro de 2023 (97,2 GW) acarretado pelas altas temperaturas registradas, em função do fenômeno El Niño. A carga do sistema na última semana de setembro foi, em média, 10% superior à observada entre os dias 1 e 20 do mesmo mês.
- II. **Necessidade de termelétricas para suprimento de potência:** do total de potência instalada das usinas hidrelétricas (109 GW), devido às baixas vazões nas usinas a fio d'água da região amazônica e às manutenções, a capacidade disponível naquele dia para atendimento dos picos de demanda com usinas hidrelétricas era de 70 GW.
- III. **Expectativa de queda da geração renovável,** especialmente de fonte eólica.
- IV. **Parada para manutenção de usinas termelétricas relevantes:** como é o caso de Angra II (1,35 GW).

Desempenho AES Brasil

Como reflexo da maior afluência e da recuperação dos reservatórios do sistema para níveis acima da média, o **volume total de energia bruta gerada pelas usinas hidrelétricas da AES Brasil atingiu 2.747,6 GWh no 3T23 e 8.958,3 MWh nos 9M23**, 49,4% e 41,8% acima do registrado no 3T22 e 9M22, respectivamente.

No caso das usinas participantes do MRE, o principal balizador do desempenho operacional é o **índice de disponibilidade**². As **usinas hidrelétricas da AES Brasil apresentaram disponibilidade média de 92,4% no 3T23 e 95,5% nos 9M23**.

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

Apagão - agosto de 2023

Em 15 de agosto, uma falha no Sistema Interligado Nacional (SIN) causou um apagão que afetou todos os estados, exceto Roraima (que não está conectado ao sistema). Essa interrupção foi um dos eventos mais severos no SIN nos últimos 25 anos, acarretando uma interrupção no fornecimento de energia em montante correspondente a 25% da demanda (a carga de pico no Brasil é de cerca de 70 GWm), que foi restabelecido ao final do mesmo dia.

De acordo com a versão final do relatório sobre o apagão publicado em outubro pelo ONS, o desempenho aquém do esperado dos equipamentos de controle de tensão em diversas usinas eólicas e solares ao longo da Linha de Transmissão Quixadá-Fortaleza II, no Ceará, causou a desconexão das regiões Norte e Nordeste das regiões Sul e Sudeste. Esses dispositivos deveriam compensar automaticamente a queda de tensão decorrente da abertura da linha de transmissão, mas seu desempenho durante o incidente ficou abaixo do esperado com base nos modelos matemáticos fornecidos pelas operadoras e usados em simulações pelo operador do sistema.

Após o apagão, o ONS adotou, ainda em agosto, uma abordagem mais conservadora na operação do sistema, reduzindo o limite de carga de 13 GWm para 8 GWm nas linhas de transmissão que levam energia das regiões Norte e Nordeste para os centros de consumo do Sul e Sudeste. Após a conclusão das primeiras análises, o operador do sistema decidiu, em 27 de setembro, elevar o limite de carga transportada por essas linhas para 10,8

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

GWm. O retorno ao limite anteriormente verificado depende da implantação das recomendações de correções e ajustes feitas pelo ONS a determinados agentes de geração, transmissão e até mesmo de distribuição.

As restrições na rede tiveram um impacto nos ativos de energia renovável na região Nordeste do Brasil, com um foco nos ativos eólicos. Os principais gargalos de transmissão foram observados nos estados do Rio Grande do Norte (RN) e Ceará (CE). O portfólio da AES Brasil nestes estados totaliza uma capacidade instalada de energia eólica de 921 MW no RN e 108 MW no CE.

GERAÇÃO EÓLICA

A geração eólica bruta foi de **1.412,4 GWh no 3T23 e 3.393,4 GWh nos 9M23, aumento de 94,6% e 111,4%** quando comparada aos mesmos períodos do ano anterior (725,9 GWh no 3T22 e 1.604,9 GWh nos 9M22).

O aumento em ambos os períodos é explicado, principalmente: (i) pela geração dos 3 novos complexos eólicos (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino) que passaram a ser consolidados no portfólio da Companhia a partir de dezembro/2022, que, juntos, contribuíram com uma geração bruta de 492,0 GWh no 3T23 e 1.220,2 GWh nos 9M23; e (ii) pela entrada em operação faseada de Tucano e Cajuína, que, juntos, contribuíram com 272,0 GWh no 3T23 e 520,3 GWh nos 9M23.

Importante destacar que, no 3T23, houve elevada incidência de *curtailment* no portfólio eólico da Companhia situado na região Nordeste, como consequência do apagão ocorrido em 15 de agosto e seus efeitos sobre as restrições operativas do ONS. De forma consolidada, o *curtailment* atingiu 99,3 GWh no 3T23, dos quais aproximadamente 67% foram registrados em setembro, após a ocorrência do apagão de agosto.

As principais variações na performance dos parques entre os períodos foram:

- **Alto Sertão II (BA):** geração bruta de 414,4 GWh no 3T23, redução de 10,1% vs o 3T22 (461,1 GWh), reflexo da menor velocidade dos ventos no período (média de 9,0 m/s no 3T23 vs 9,5 m/s no 3T22), aliado a maior incidência de *curtailment* (13,5 GWh no 3T23 vs 6,9 GWh no 3T22) e.

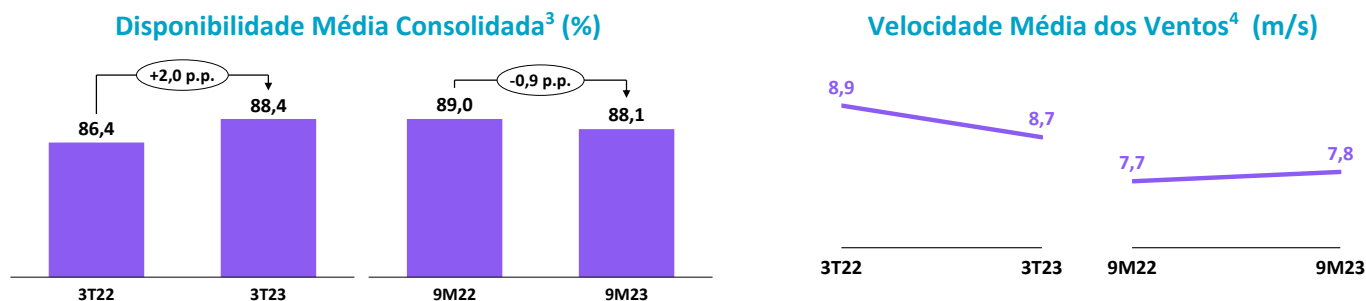
Nos 9M23, a geração bruta totalizou 1.132,9 GWh, aumento de 4,1% vs os 9M22 (1.088,6 GWh), em decorrência da menor incidência de *curtailment* (22,5 GWh no 9M23 vs 36,9 GWh no 9M22) em um cenário de disponibilidade e velocidade média dos ventos estável em ambos os períodos.

- **Ventus (RN):** a geração bruta totalizou 105,1 GWh no 3T23, redução de 8,3% vs o 3T22 (114,5 GWh), reflexo da maior incidência de *curtailment* no trimestre (25,0 GWh no 3T23 vs 4,3 GWh no 3T22), parcialmente compensado pelo aumento de 2,0 p.p. na disponibilidade dos ativos do parque, que atingiu a média de 82,2% no 3T23.

Nos 9M23 a geração bruta atingiu 242,8 GWh, crescimento de 1,7% em relação aos 9M22 (238,7 GWh), decorrente, principalmente, do aumento da disponibilidade (83,0% nos 9M23 vs 81,1% nos 9M22), combinado a com performance dos ventos, que se manteve estável na comparação entre os períodos (6,9 m/s nos 9M23 vs 6,8 m/s nos 9M22).

- **Mandacaru e Salinas:** geração bruta de 129,0 GWh no 3T23, redução de 6,9% em relação ao 3T22 (138,5 GWh), refletindo a alta incidência de *curtailment* no período (7,5 GWh no 3T23 vs 1,2 GWh no 3T22). Nos 9M23, a geração totalizou 277,3 GWh, aumento de 5,8% em relação aos 9M22 (262,0 GWh).
- **Ventos do Araripe, Caetés e Cassino** (adicionados ao portfólio em dezembro/22): geração bruta consolidada de 492,0 GWh no 3T23 e 1.220,2 GWh nos 9M23.

- **Tucano (BA):** com o início da operação da maior parte dos aerogeradores que compõem o complexo, a geração bruta foi de 161,1 GWh no 3T23 e 377,6 GWh nos 9M23. A velocidade média dos ventos atingiu 8,9 m/s no trimestre e 8,5 m/s no acumulado do ano.
- **Cajuína (RN):** com a operação dos primeiros aerogeradores, a geração bruta foi de 110,9 GWh no 3T23 e 142,7 GWh nos 9M23. A velocidade média dos ventos atingiu 10,6 m/s no trimestre e 9,2 m/s no acumulado do ano, e a incidência de *curtailment* totalizou 26,9 GWh.



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

GERAÇÃO SOLAR

Os complexos solares registraram **geração bruta de 142,4 GWh no 3T23**, aumento de 1,3% em relação ao 3T22 (140,5 GWh), e 417,2 GWh nos 9M23, redução de 3,6% em relação aos 9M22 (432,6 GWh). As principais variações entre os períodos foram:

- **Complexo Guaimbê (SP):** a geração solar bruta totalizou 67,3 GWh no 3T23, aumento de 4,2% em relação ao 3T22 (64,6 GWh), reflexo da maior irradiância (213,3 W/m² no 3T23 vs 190,1 W/m² no 3T22) e disponibilidade entre os períodos (99,6% no 3T23 vs 98,2% no 3T22), parcialmente compensado pela incidência de *curtailment* (1,9 GWh no trimestre) em função da limitação da capacidade de transmissão para o escoamento da energia.

Nos 9M23, a geração bruta totalizou 198,4 GWh, redução de 2,7% vs o 9M22 (203,9 GWh). A incidência de *curtailment* (4,2 GWh nos 9M23) compensou a maior irradiância (213,8 W/m² nos 9M23 vs 210,6 W/m² nos 9M22) e disponibilidade entre os períodos (99,5% nos 9M23 vs 98,8% nos 9M22).

- **Complexo Ouroeste (Boa Hora e Água Vermelha):** a geração solar bruta totalizou 75,0 GWh no 3T23 e 218,7 GWh nos 9M23, redução de 1,1% e 4,4% entre períodos, respectivamente (75,9 GWh no 3T22 e 228,7 GWh nos 9M22).

Boa Hora (SP): A geração bruta totalizou 36,7 GWh no trimestre, aumento de 5,9% em relação ao 3T22, reflexo da maior disponibilidade (98,8% no 3T23 vs 96,5% no 3T22) e irradiância entre os períodos (213,6 W/m² no 3T23 vs 204,1 W/m² no 3T22).

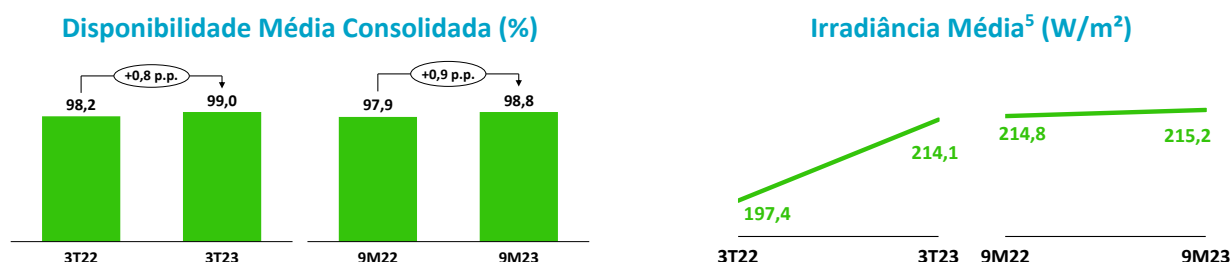
³ Disponibilidade média ponderada pela capacidade instalada de cada ativo e a internalização do indicador das limitações de potência (parâmetro utilizado para a proteção de um equipamento quando apresenta algum dano). Não considera Tucano e Cajuína, pois estão parcialmente em operação.

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

No acumulado do ano, a redução de 1,4% no volume de energia gerado (105,9 GWh nos 9M23 vs 107,4 GWh nos 9M22) decorre da menor irradiância (-1,1% vs 9M22) e da incidência de *curtailment* (2,7 GWh nos 9M23), parcialmente compensados pelo aumento da disponibilidade entre períodos (98,9% nos 9M23 vs 96,2% nos 9M22).

Água Vermelha (SP): A geração bruta foi de 38,4 GWh no 3T23 e 112,9 GWh nos 9M23, redução de 7,1% e de 7,0% entre períodos (41,3 GWh no 3T22 e 121,3 GWh nos 9M22), reflexo da menor disponibilidade do parque (98,2% no 3T23 vs 99,8% no 3T22 e 97,1% nos 9M23 vs 97,6% nos 9M22) e da incidência de *curtailment* (1,2 GWh no 3T23 e 3,2 GWh nos 9M23).

As definições das regras de ressarcimento aos geradores solares afetados ainda não foram regulamentadas pela Aneel.



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

DESEMPENHO COMERCIAL

NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DO PORTFÓLIO

Dados em MWm	2023	2024	2025	2026	2027
Recursos Totais (A)	1.885	2.169	2.168	2.169	2.172
Garantia Física Hídrica	1.153	1.155	1.154	1.155	1.156
Garantia Física Eólica e Solar	732	1.014	1.014	1.014	1.016
Vendas no ACR (B)	596	596	596	596	596
Vendas no ACL (C)	1.137	1.366	1.423	1.188	995
Portfólio Hídrico	1.627	1.824	1.532	1.226	1.033
Compras para Revenda	(633)	(801)	(490)	(418)	(418)
Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	143	342	381	381	381
Vendas Totais (D = B + C)	1.734	1.962	2.019	1.784	1.591
Hedge GSF (E)	154	127	65	173	173
Energia Descontratada (A - D - E)	0	80	83	211	407
Convencional	0	0	0	128	324
Incentivada	0	80	83	83	83
Nível de Contratação Total do Portfólio	100%	96%	96%	89%	80%
Nível de Contratação Hídrico	100%	100%	96%	82%	63%

⁵ Irradiância média ponderada pela capacidade instalada dos parques.

Dados em R\$/MWh ¹ , data base: set/23	2023	2024	2025	2026	2027
Preço Médio de Venda	191	185	192	190	195
ACR	244	244	244	244	244
ACL - Portfólio Hídrico	171	163	168	159	162
ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína)	204	200	206	206	206

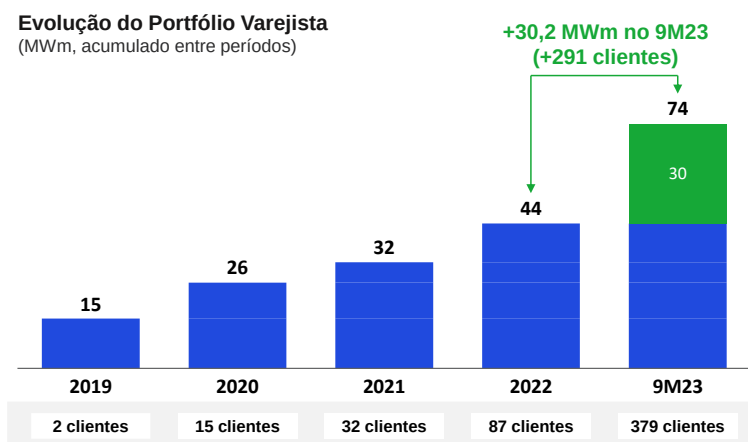
1 – Preços médios brutos de PIS/COFINS: 9,25% para o ACL Portfólio hídrico e 3,65% para o ACR e o ACL - Portfólio Eólico (Tucano e Cajuína). Não incluem ICMS e encargos setoriais (P&D e CFURH), que são de responsabilidade do vendedor, vigentes e regulamentados na data referenciada. Para mais informações,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

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

COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA

A Companhia destaca sua atuação no mercado varejista, figurando entre os três principais agentes do país. No 3T23, a Companhia fechou contratos com 107 novos clientes, representando um volume negociado de 7,3 MWm. Com isso, o portfólio da AES Brasil acumula 379 clientes distribuídos em 834 unidades consumidoras, totalizando 74,2 MWm de energia vendida desde o início da atuação de seu braço varejista em 2019 – crescimento de 68,8% se comparado ao final de 2022 (44,0 MWm).

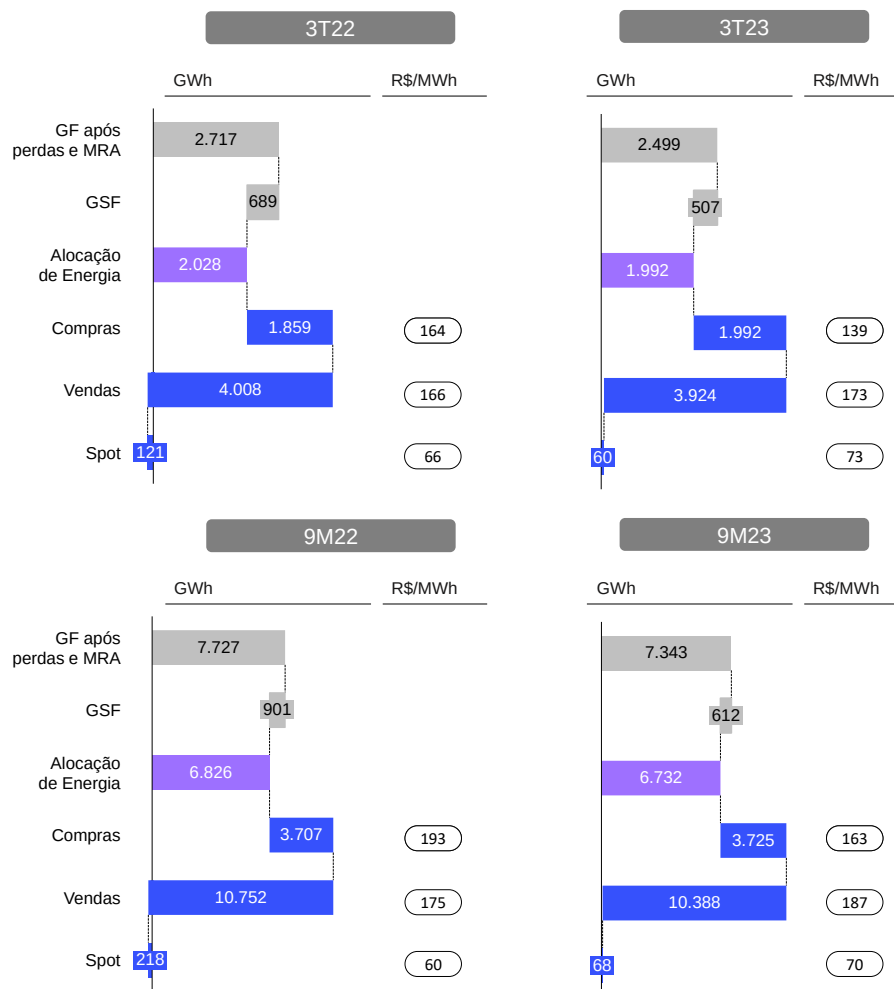
Com o objetivo de manter uma posição competitiva neste mercado, a AES Brasil viabiliza colaborações estratégicas com parceiros selecionados, proporcionando maior proximidade com o cliente final. Além disso, busca simplificar e desburocratizar o acesso ao mercado livre, oferecendo facilidade de acesso à energia que atendam ao perfil de consumo de seus clientes.



BALANÇO ENERGÉTICO⁶ – Hídrico

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

⁶ Balanço gerencial, considerando operações *intercompany*.



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

DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

RECEITA E MARGEM LÍQUIDA

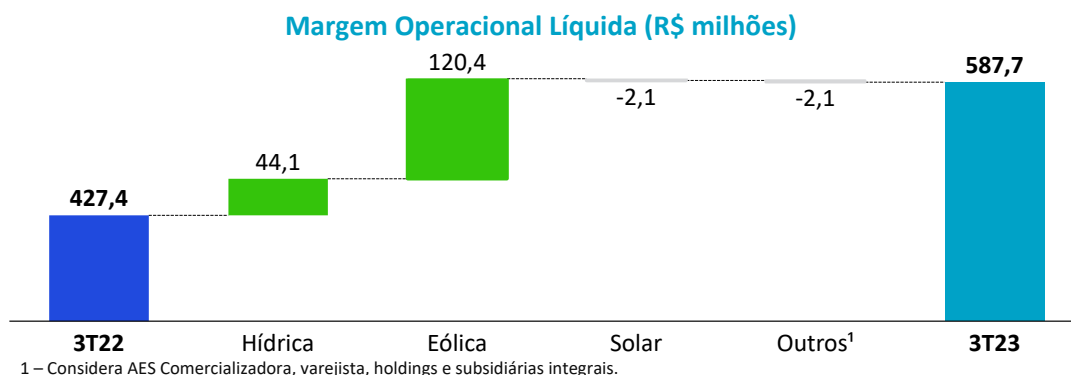
A receita operacional líquida totalizou R\$ 908,6 milhões no 3T23, aumento de 15,5% em comparação ao 3T22 (R\$ 786,6 milhões). A **margem operacional líquida**⁷ totalizou R\$ 587,7 milhões no 3T23, incremento de 37,5% vs o 3T22, refletindo:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 44,1 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento de 4,7% no preço médio de venda do 3T23, combinado com a redução de 15,2% no do preço médio de compra de energia.
- **Eólica:** aumento de R\$ 120,4 milhões, em função: (i) da aquisição dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino, que passaram a compor os resultados em dezembro de 2022 e contribuíram

⁷ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.

com uma margem líquida de R\$ 85,6 milhões no trimestre; (ii) do início faseado da operação comercial de Tucano, que gerou 161,1 GWh, contribuindo com margem líquida de R\$ 34,5 milhões no 3T23; e (iii) da geração 110,9 GWh de Cajuína, contribuindo com uma margem líquida de R\$ 7,2 milhões no trimestre; parcialmente compensado pela: (iv) maior incidência de *curtailment* (99,3GWh no 3T23 vs 12,4 GWh no 3T22), em função, principalmente, das restrições do ONS após o apagão de agosto.

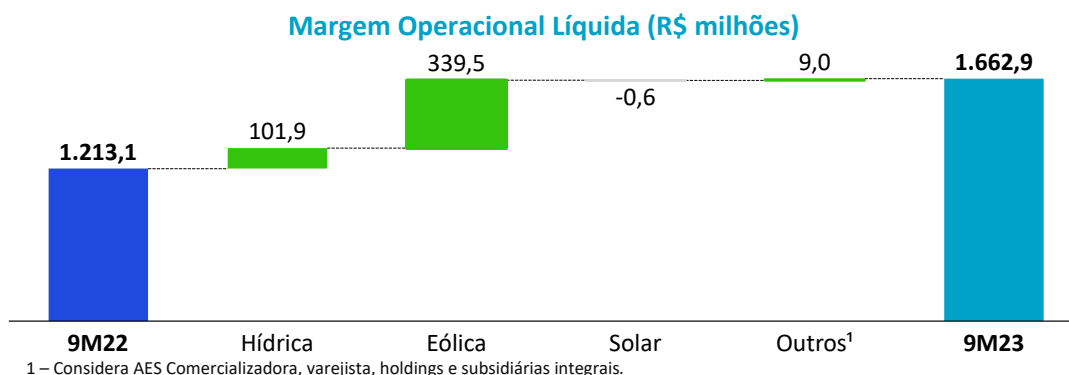
- **Solar:** redução de R\$ 2,1 milhões, reflexo do impacto do *curtailment* 4,1 GWh no 3T23, que compensou a boa performance de disponibilidade e irradiância no trimestre.



Nos 9M23, a receita operacional líquida totalizou R\$ 2.457,9 milhões, aumento de 17,9% em comparação aos 9M22. A **margem operacional líquida⁸ da AES Brasil totalizou R\$ 1.662,9 milhões nos 9M23**, crescimento de 37,1% vs os 9M22, em função:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 101,9 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento de 6,8% no preço médio de venda, aliado à redução de 15,7% no do preço médio de compra de energia durante o ano.
- **Eólica:** aumento de R\$ 339,5 milhões, reflexo: (i) da aquisição dos novos complexos eólicos (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino) que contribuíram com uma margem líquida de R\$ 195,0 milhões no período; (ii) do início faseado da operação comercial de Tucano, que gerou 377,6 GWh e margem líquida de R\$ 154,2 milhões no 9M23; e (iii) da geração 142,7 GWh de Cajuína; parcialmente compensado pela: (iv) maior incidência de *curtailment* (119,2 GWh no 9M23) em todos os ativos, em função das restrições do ONS após o apagão de agosto.
- **Solar:** redução de R\$ 0,6 milhões, reflexo do impacto do *curtailment* de 10,0 GWh, parcialmente compensado pela boa performance de disponibilidade e irradiância do período.
- **Outros:** aumento de R\$ 9,0 milhões, decorrente principalmente da contribuição da AES Comercializadora.

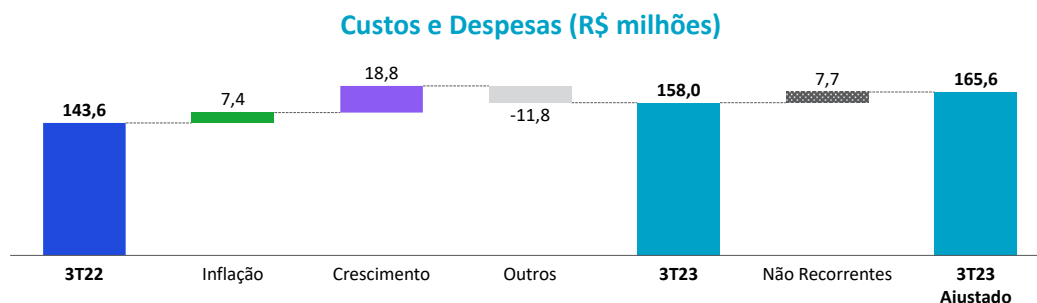
⁸ Receita líquida menos compra de energia para revenda, taxas e encargos setoriais.



CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Os custos operacionais e despesas gerais e administrativas somaram R\$ 158,0 milhões no 3T23, 10,0% superior ao mesmo período do ano anterior (R\$ 143,6 milhões). A evolução entre períodos é explicada por:

- **Inflação:** correção pela inflação em todos dos custos e despesas do período (R\$ 7,5 milhões). Importante destacar que todos os PPAs da Companhia (ACR e ACL) são corrigidos anualmente pela inflação.
- **Crescimento:** despesas dos complexos eólicos de Tucano e Cajuína, além dos ativos incorporados ao portfólio em dezembro de 2022 (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino).
- **Outros:** redução, principalmente, nas despesas com serviços de terceiros pela queda de consultoria financeira, honorários jurídicos e gastos com TI.
- **Não Recorrentes:** refere-se à reversão de provisões da folha de pagamentos (R\$ 1,9 milhão) e ao recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões).

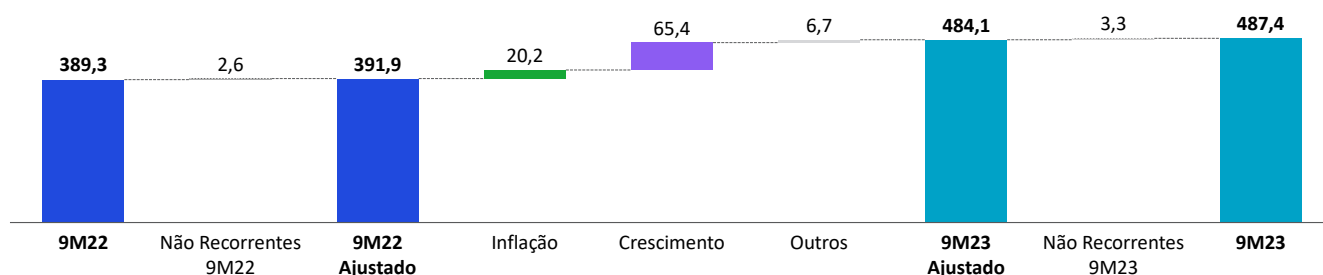


No acumulado do ano, os custos operacionais e despesas gerais e administrativas totalizaram R\$ 329,5 milhões. Excluindo os efeitos não recorrentes, os custos e despesas atingiram R\$ 484,1 milhões, 23,5% acima do registrado nos 9M22 (R\$ 391,9 milhões), refletindo:

- **Não Recorrentes 9M22:** decorre, principalmente, da manutenção bianual de eclusas das usinas hídricas (R\$ 13,0 milhões), compensado pela reversão de provisão para crédito de liquidação duvidosa (R\$ 10,0 milhões), pelos créditos de PIS/COFINS de anos anteriores (R\$ 3,9 milhões) e pelo ajuste do fechamento do preço de compra do Complexo Solar Guaimbê Holding (R\$ 1,7 milhão).
- **Inflação:** correção pela inflação em todos dos custos e despesas do período (R\$ 20,2 milhões). Importante destacar que todos os PPAs da Companhia (ACR e ACL) são corrigidos anualmente pela inflação.

- **Crescimento:** despesas dos complexos eólicos Tucano e Cajuína, além dos ativos incorporados ao portfólio em dezembro de 2022 (Ventos do Araripe, Caetés e Cassino).
- **Outros:** reflete, principalmente, o aumento nas despesas com pessoal em função do incremento do quadro de colaboradores, além de gastos com auditoria.
- **Não Recorrentes 9M23:** provisão decorrente da venda dos ativos de Geração Distribuída (R\$ 23,0 milhões), parcialmente compensada por reversões de contingências (R\$ 15,0 milhões), recebimento de massa falida do Banco Santos (R\$ 5,8 milhões) e reversão de provisões da folha de pagamentos (R\$ 1,9 milhão).

Custos e Despesas (R\$ milhões)

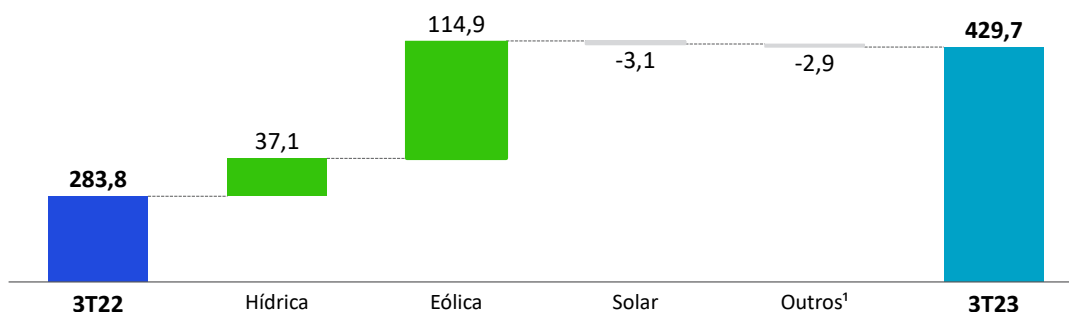


EBITDA

A AES Brasil registrou um EBITDA de R\$ 429,7 milhões no 3T23 e margem EBITDA de 47,3%. A variação entre os períodos é explicada, principalmente:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 37,1 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento no preço médio de venda, aliado à redução no preço médio de compra de energia.
- **Eólicas:** aumento de R\$ 114,9 milhões, decorrente, principalmente, da contribuição dos novos complexos eólicos Ventos do Araripe, Caetés, Cassino, Tucano e Cajuína, que juntos contribuíram com R\$ 107,4 milhões para o EBITDA do trimestre, parcialmente compensado pelo impacto do *curtailment* (99,3 GWh) em todos os ativos eólicos do portfólio.
- **Solares:** redução de R\$ 3,1 milhões em função, principalmente, da incidência de *curtailment* (4,1 GWh) no período, o que compensou o aumento de 8,5% na irradiância do trimestre.

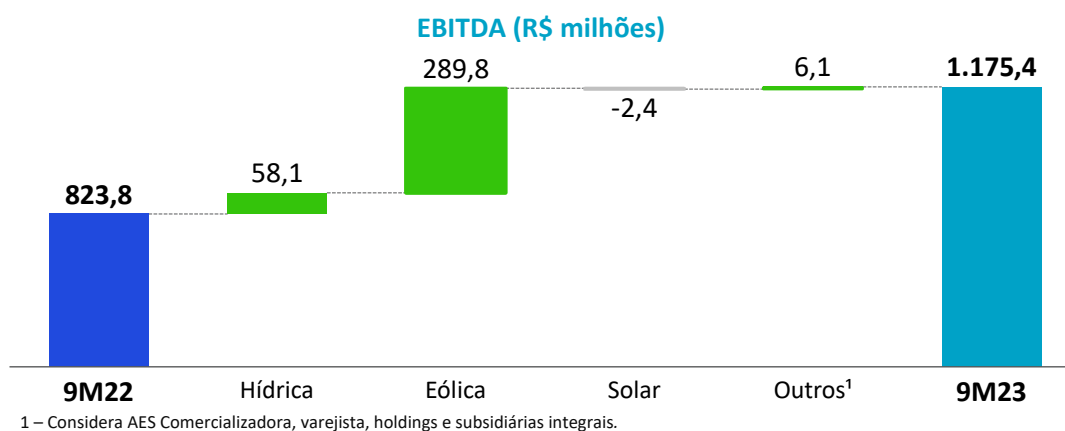
EBITDA (R\$ milhões)



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

Nos 9M23, o EBITDA atingiu R\$ 1.175,4 milhões, 42,7% superior ao EBITDA dos 9M22 (R\$ 823,8 milhões). A evolução do EBITDA é apresentada a seguir:

- **Hídrica:** aumento de R\$ 58,1 milhões decorrente da gestão ativa do portfólio em um ambiente de hidrologia favorável, com aumento no preço médio de venda e redução do preço médio de compra de energia.
- **Eólicas:** o aumento de R\$ 289,8 milhões reflete a contribuição dos novos complexos eólicos Ventos do Araripe, Caetés, Cassino, Tucano e Cajuína, que juntos contribuíram com R\$ 290,0 milhões para o EBITDA do 9M23, parcialmente compensado pelo impacto do *curtailment* em todos os ativos eólicos do portfólio.
- **Solares:** redução de R\$ 2,4 milhões, reflete a incidência de *curtailment* no período.
- **Outros:** aumento de R\$ 6,1 milhões, decorrente, principalmente da contribuição do EBITDA da AES Comercializadora, parcialmente compensado pelas despesas da holding.



RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 150,7 milhões no 3T23 e negativo em R\$ 439,4 milhões no acumulado do ano.

Resultado Financeiro (R\$ milhões)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Receitas Financeiras	115,3	119,6	3,7%	273,7	402,0	46,9%
Rendimento de Aplicações Financeiras	111,2	100,0	-10,1%	232,4	357,8	54,0%
Rendimento de Cauções e Depósitos Judiciais	7,9	18,1	127,6%	20,5	55,6	171,6%
Outras	(4,0)	1,9	-149,3%	(3,5)	(11,4)	227,5%
Variações Cambiais	0,1	(0,4)	-570,0%	24,3	(0,1)	-100,3%
Despesas Financeiras	(151,1)	(270,3)	78,9%	(511,4)	(841,3)	64,5%
Encargos de Dívida	(213,5)	(333,0)	55,9%	(541,7)	(999,3)	84,5%
Atualização Monetária Debênture / Empréstimos	27,2	(18,6)	-168,4%	(95,9)	(130,8)	36,4%
Atualizações Monetárias ¹	(5,6)	(8,5)	50,3%	(41,8)	(36,7)	-12,1%
Juros Capitalizados trans. p/o imobilizado/intangível em curso	52,9	100,0	88,9%	205,9	356,5	73,1%
Outras	(11,5)	(10,0)	-13,4%	(32,1)	(28,3)	-11,7%
Variações Cambiais	(0,5)	(0,3)	-33,3%	(5,9)	(2,7)	-54,3%
Resultado Financeiro	(35,8)	(150,7)	321,4%	(237,6)	(439,4)	84,9%

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 119,6 milhões no 3T23 aumento de 3,7% em relação ao mesmo período de 2022, em função do aumento no rendimento de cauções e depósitos judiciais.

No acumulado do ano as receitas financeiras atingiram R\$ 402,0 milhões, um aumento de 46,9% em comparação ao 9M22, decorrente: (i) da melhor estratégia de alocação dos recursos disponíveis para aplicação; (ii) maior saldo médio de caixa na comparação entre os períodos; e (iii) maior taxa média de rentabilidade no período (CDI médio 9M23: 13,48% vs CDI médio 9M22: 12,15%).

Despesas Financeiras

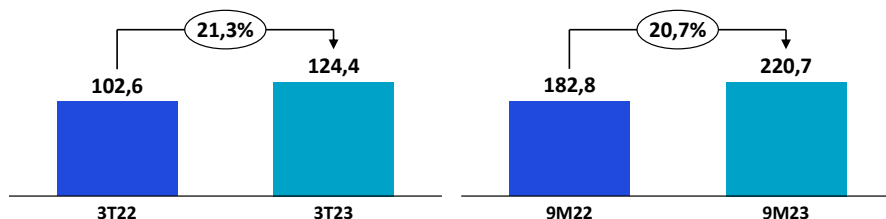
As despesas financeiras somaram R\$ 270,3 milhões no 3T23 e R\$ 841,3 milhões nos 9M23, crescimento de 78,9% no trimestre e 64,5% no acumulado do ano, explicado por:

- **Encargos de Dívida:** maior saldo de dívida entre os períodos (R\$ 11,8 bilhões em set/2023 e R\$ 7,9 bilhões em set/2022). Importante destacar a redução do IPCA (5,19% no 3T23 vs 7,17% no 3T22) e do CDI (12,75% ao final do 3T23 vs 13,65% ao final do 3T22) entre os períodos. Atualmente, 31% da dívida total da Companhia está atrelada a IPCA e 56% a CDI.
- **Atualização Monetária de Empréstimos e Debêntures:** aumento em função do maior saldo de dívida, parcialmente mitigado pela redução do IPCA na comparação entre os períodos.
- **Juros Capitalizados:** aumento nos juros transferidos para o imobilizado e intangível em curso, decorrente dos financiamentos para a construção dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína.

LUCRO LÍQUIDO

Em função dos fatores mencionados acima, **o lucro líquido foi de R\$ 124,4 milhões no 3T23 e R\$ 220,7 milhões nos 9M23.**

Estes valores refletem a performance operacional e financeira de todos os ativos do portfólio, aliado a redução da alíquota efetiva de IR/CSLL em ambos os períodos, em virtude da otimização de caixa das subsidiárias da Companhia.



ENDIVIDAMENTO

A **AES Brasil encerrou o 3T23 com Dívida Bruta⁹ consolidada de R\$ 11,8 bilhões**, 49,4% superior ao mesmo período de 2022 (R\$ 7,9 bilhões). O aumento do saldo é explicado por:

- (i) Desembolso integral do BNB no Complexo Tucano, no montante de R\$ 37,0 milhões no 1T23;
- (ii) Captação via instrumento 4.131 de R\$ 200,0 milhões no 4T22 e R\$ 571,1 milhões no 1T23;
- (iii) Captação da 1ª nota comercial de Potengi, JV em Cajuína com BRF de R\$ 700,0 milhões no 4T22;
- (iv) Assunção da dívida de R\$ 1,2 bilhão referente à aquisição de Ventos do Araripe e Caetés no 4T22;
- (v) Captação da 1ª debênture de Veleiros, JV de Cajuína com Unipar de R\$ 400,0 milhões no 1T23; e
- (vi) Juros, amortizações e atualizações monetárias incorridos e/ou pagos entre os períodos, além dos movimentos na AES Brasil Operações descritos a seguir.

A **AES Brasil Operações encerrou o trimestre com Dívida Bruta¹⁰ consolidada de R\$ 5,9 bilhões**, 14,1% inferior ao 3T22 (R\$ 6,9 bilhões). A variação é explicada, principalmente, pelos juros e amortizações pagos entre os períodos, parcialmente compensada pela captação da 10ª emissão de Debêntures de R\$ 750,0 milhões no 4T22 e a assunção da dívida de R\$ 140,5 milhões, referente à aquisição de Cassino no 4T22.

Em 30 de setembro, o **Caixa¹¹** consolidado da **AES Brasil** somava R\$ 3,1 bilhões, e da **AES Brasil Operações** somava R\$ 1,7 bilhão. Desta forma, a **Dívida Líquida** é apresentada abaixo:

Endividamento (R\$ milhões)	AES Brasil			AES Operações		
	3T22	3T23	Var	3T22	3T23	Var
Dívida Bruta	7.922,8	11.852,2	49,6%	6.867,4	5.897,2	-14,1%
Caixa	3.455,4	3.125,2	-9,6%	3.302,1	1.736,0	-47,4%
Dívida Líquida	4.467,4	8.727,0	95,3%	3.565,3	4.161,3	16,7%

Covenants - AES Brasil Operações

O Índice de Alavancagem da AES Brasil Operações (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado¹²) encerrou o 3T23 em 3,14x. Já o Índice de Cobertura de Juros (EBITDA Ajustado/Despesas Financeiras) fechou o 3T23 em 3,53x.

Para fins de **cálculo dos covenants da AES Brasil Operações**, de acordo as definições dos instrumentos financeiros, deve ser considerada a razão entre dívida líquida (composta pelo somatório de empréstimos, financiamentos, debêntures, e instrumentos de derivativos para eliminação do risco cambial das dívidas *offshore*), menos o saldo de caixa e aplicações.

AES Brasil Operações (R\$ milhões)	3T22	3T23	Var
Dívida Bruta	6.867,4	5.897,2	-14,1%
Disponibilidades	3.302,1	1.736,0	-47,4%
Dívida Líquida	3.565,3	4.161,3	16,7%
EBITDA Ajustado (Últimos 12 meses)	1.063,2	1.323,2	24,8%
Covenant - Dívida Líquida/EBITDA (x)	3,35	3,14	-0,21 p.p.

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.

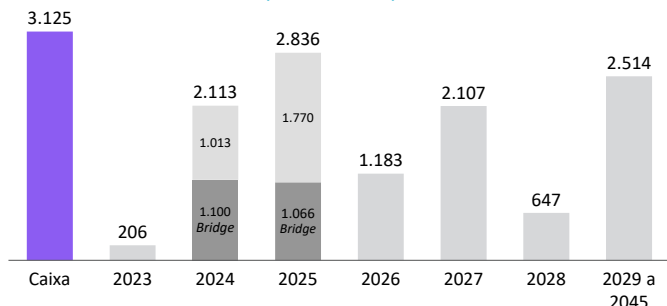
¹⁰ Considera Empréstimos, financiamentos e debêntures do passivo circulante e não circulante, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

¹¹ Considera Caixa e Aplicações Financeiras.

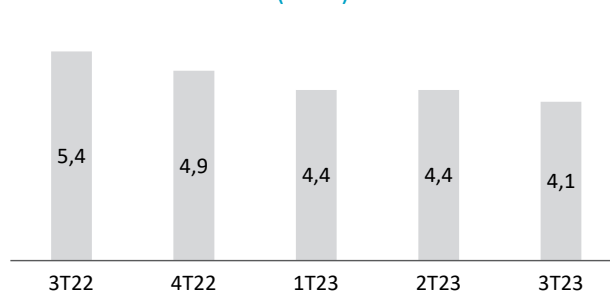
¹² O EBITDA Ajustado é o somatório dos últimos 12 meses do resultado operacional conforme apresentado nas DFs consolidadas, excluindo: (i) receitas e despesas financeiras; (ii) depreciação e amortização; e (iii) despesas com entidade de previdência privada. Em caso de aquisição, considera o EBITDA ajustado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

Importante destacar que **AES Brasil não possui covenants**. No entanto, a administração da Companhia considera o indicador de alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) para gestão do endividamento consolidado. **O Índice de Alavancagem da AES Brasil atingiu 5,61x no 3T23.**

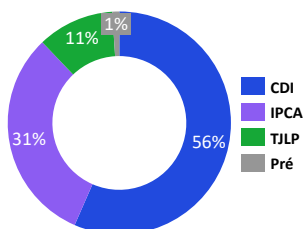
Cronograma de Amortização Consolidado AES Brasil
(R\$ milhões)¹³



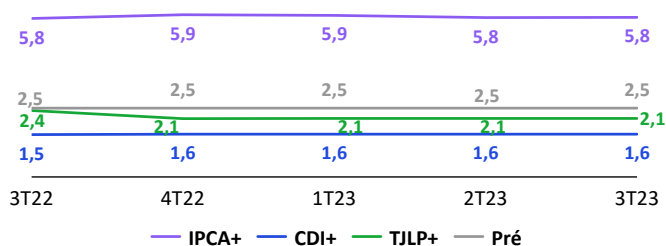
Prazo Médio Consolidado AES Brasil
(anos)



Dívida Bruta por Indexador Consolidado¹⁴



Custo Consolidado AES Brasil (% a.a.)¹⁵



Ratings: escala nacional

Empresa	Agência	Classificação – Perspectiva	Atualização
AES Brasil Operações	Moody's	AA.br – perspectiva estável	out/23
AES Brasil Operações	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
Alto Sertão II	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	dez/22
Tucano Holding II	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
AES Cajuína AB1	Fitch	AA-(bra) – perspectiva estável	jun/23
Ventos de São Tomé	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	jun/23
Ventos de São Tito	Fitch	AAA(bra) – perspectiva estável	mar/23

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

¹¹ Fluxo composto por amortização de principal, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁴ Valores relativos ao principal de empréstimos, financiamentos e debêntures, líquido de operações de derivativos relacionadas.

¹⁵ 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.

INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Brasil totalizaram R\$ 780,0 milhões no 3T23, 6,1% menor na comparação com o 3T22, reflexo, principalmente, da finalização da construção de Tucano e Cajuína 1. No acumulado dos nove meses de 2023, os investimentos somaram R\$ 2.522,2 milhões, 41,9% superior aos 9M22.

O crescimento na linha de modernização e manutenção reflete, principalmente: (i) a antecipação do *turnaround* dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino (R\$ 21,0 milhões no 3T23 e R\$ 44,7 milhões nos 9M23); (ii) a manutenção de *main components* em Alto Sertão II (R\$ 14,5 milhões no 3T23 e R\$ 37,5 milhões nos 9M23); e (iii) avanço no *turnaround* de Mandacaru e Salinas (R\$ 14,6 milhões no 3T23 e R\$ 39,3 milhões nos 9M23).

Adicionalmente, a Companhia deu continuidade aos investimentos na estrutura comum de Cajuína para desenvolvimento de seu *pipeline* e na construção do parque solar AGV VII.

Investimentos (R\$ milhões)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Modernização e Manutenção	49,5	77,9	57,3%	113,9	200,3	75,9%
Desenvolvimento de Pipeline - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	41,8	128,0	206,5%	101,4	234,5	131,3%
Expansão	680,5	463,0	-32,0%	1.329,0	1.687,9	27,0%
Complexo Tucano	218,0	14,8	-93,2%	472,7	154,6	-67,3%
Complexo Cajuína	462,5	448,3	-3,1%	856,3	1.533,3	79,1%
Total Investimentos	771,8	668,9	-13,3%	1.544,3	2.122,7	37,5%
Juros e Mão de Obra Capitalizados	59,3	111,1	87,5%	233,4	399,5	71,2%
Total Investimentos + Juros de Capitalização	831,0	780,0	-6,1%	1.777,7	2.522,2	41,9%

Plano de Investimento 5 anos - CAPEX

Investimentos (R\$ milhões) ¹	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	Total
Modernização e Manutenção	159,0	118,8	127,3	86,8	92,3	584,2
Desenvolvimento de Pipeline - Cajuína Fases 3 e 4 e AGV VII	465,4	66,5	0,4	0,0	0,0	532,2
Expansão	2.193,0	43,5	0,0	0,0	0,0	2.236,5
Complexo Tucano	252,5	0,0	0,0	0,0	0,0	252,5
Complexo Cajuína	1.940,5	43,5	0,0	0,0	0,0	1.984,0
Total Investimentos	2.817,4	228,8	127,7	86,8	92,3	3.352,9
Juros e Mão de Obra Capitalizados²	493,3	43,6	7,0	4,1	2,6	550,6

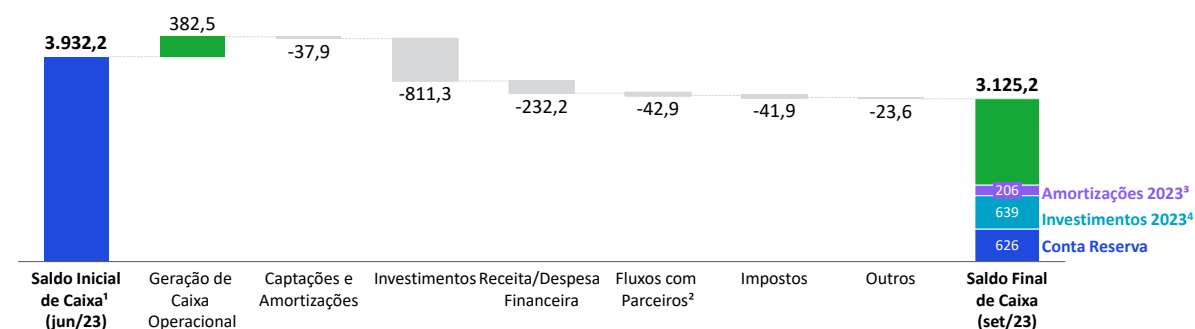
1 – Valores reais em janeiro de 2023, proporcionais à participação da AES Brasil nos casos de constituição de joint ventures; 2 – Considera juros de capitalização de dívida dos projetos em construção.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

A AES Brasil encerrou o 3T23 com um caixa consolidado de R\$ 3,1 bilhões, montante R\$ 400 milhões inferior ao mesmo período de 2022 (R\$ 3,5 bilhões), reflexo da utilização dos recursos para fazer frente ao CAPEX de construção dos Complexos Eólicos Tucano e Cajuína, cujo *funding* para 2023 já está 100% equalizado.

A geração de caixa operacional totalizou R\$ 382,5 milhões no período. A evolução na geração de caixa operacional reflete, principalmente, a aquisição dos Complexos Eólicos Ventos do Araripe, Caetés e Cassino, o cenário hidrológico favorável e a melhor performance operacional dos ativos da Companhia.

Fluxo de Caixa Gerencial (R\$ milhões)



1 – R\$ 3,3 bilhões de disponibilidade + R\$ 586 milhões de garantias de financiamento + R\$ 44,3 milhões de cauções e depósitos judiciais;

2 – Parcela destinada ao sócio preferencialista da Guaimbê Holding ; 3 – Amortização de principal, líquido de operações de derivativos;

4 – Considera participação de 100% dos projetos de Tucano e Cajúina e Capex de modernização e manutenção.

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

PERFORMANCE ESG

DIRETRIZES E COMPROMISSOS

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

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



Desde 2007, a AES Brasil integra o **Índice de Sustentabilidade Empresarial** da B3, que avalia o desempenho das companhias listadas quanto às respectivas práticas de sustentabilidade. A Companhia é signatária do **Pacto Global da ONU** desde 2006, apoiando a promoção dos direitos humanos e práticas de trabalho relativas ao meio ambiente e ao combate à corrupção. A Companhia faz parte da cobertura dos principais *ratings* ESG, como Sustainalytics e MSCI, sendo que neste último é a única companhia de energia na América Latina a obter uma nota AAA¹⁶, demonstrando o compromisso com a transparência e as melhores práticas ESG do mercado.

Como destaque do trimestre, no pilar **Ambiental**, a AES Brasil realizou a neutralização das suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) de 2022, em linha com a meta de “Manter a neutralização e positivar as emissões de gases

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

de efeito estufa, anualmente” dos Compromissos ESG 2030. O inventário de emissões de GEE de 2022 foi publicado na ferramenta GHG Protocol e auditado por terceira parte.

Além disso, foi realizada auditoria de EHS (*Environmental, Health and Safety*, ou, em português Meio Ambiente, Saúde e Segurança) da AES Corporation em todas as usinas hidrelétricas, o que reafirma o comprometimento com Meio Ambiente, Segurança e Excelência.

No pilar **Social**, ocorreu a formatura da turma de mulheres na especialização em Operação e Manutenção de Parque Eólicos, oferecido pela AES Brasil e SENAI-RN. A especialização reuniu 73 mulheres e teve como objetivo ampliar a disponibilidade de profissionais qualificadas para atender a demanda da atividade, em curva de expansão no país. As alunas que concluíram o curso também participarão do processo de seleção para compor a equipe do Complexo Eólico Cajuína, que a AES Brasil está implantando na região do Sertão Central Cabugi, entre os municípios potiguares de Lajes, Angicos, Fernando Pedroza e Pedro Avelino.

A Companhia também destaca as principais realizações do Programa AES Brasil Gera+, especialmente em dois eixos de atuação: Segurança Hídrica e Inclusão Produtiva e Empreendedorismo. No eixo de Segurança Hídrica, foi construído um reservatório de água e sistema de irrigação nas comunidades próximas ao Complexo Eólico Tucano (BA), fomentando a produção agrícola e geração de renda local, além dos avanços do projeto de perfuração e instalação de poços artesianos na região do Complexo Eólico Cajuína (RN).

No eixo de Inclusão Produtiva e Empreendedorismo, em comunidades próximas ao Complexo Eólico Cajuína, houve a continuidade das atividades de assessoria técnica rural, contribuindo para a melhoria dos processos de produção. No período, foi iniciado um projeto social em comunidade próxima ao Complexo Eólico Salinas (RN), focado em capacitações e fomento da geração de renda para as mulheres locais. Na Bahia, na região do Complexo Alto Sertão II, a AES Brasil promoveu a capacitação de jovens e adultos em oficinas de carpintaria e design, como parte do projeto Lab de Carpintaria, que contemplou a montagem de uma sala com mobiliários e equipamentos adequados em espaço cedido pelo próprio município. A Companhia continua promovendo o desenvolvimento local em diferentes regiões e comunidades, impactando positivamente mais de 4 mil indivíduos por meio de seus projetos sociais desde o início do ano.

A AES Brasil está, mais uma vez, entre os "Lugares Incríveis para Trabalhar 2023", na pesquisa FIA Employee Experience - FEEx, realizada pela Fundação Instituto de Administração em parceria com o UOL. O principal destaque é a manutenção de sua posição de liderança no setor de energia, conquistando o primeiro lugar pelo segundo ano consecutivo. Além disso, a Companhia adota a FEEx como ferramenta oficial da Pesquisa de Clima Organizacional e tem o prazer de anunciar um índice de satisfação de 96,6% entre os colaboradores, o mais alto na história da AES Brasil.

No pilar de **Governança**, a AES Brasil informa que conquistou, pelo terceiro ano consecutivo, o score máximo de desempenho “AAA” no MSCI ESG Rating, realizado pela empresa global de serviços financeiros Morgan Stanley, uma das principais ferramentas de avaliação no segmento do mundo. A Companhia se mantém como a única empresa de utilities da América Latina a conquistar tal pontuação.

Neste ano, a AES Brasil voltou a participar do levantamento Época NEGÓCIOS 360°, anuário que premia as melhores empresas do Brasil a partir de uma longa coleta de dados. No 3T23, a Companhia foi reconhecida com o 3º lugar no setor de energia nas dimensões de Pessoas e ESG/Socioambiental. O levantamento é feito em parceria com a Fundação Dom Cabral e com a Boa Vista.

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

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

CONTEXTO REGULATÓRIO

MECANISMO REGULATÓRIO EXCEPCIONAL (“Dia do Perdão”)

Em 13 de julho, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.065/2023, que dispõe sobre normativo excepcional para:

Anistia - Revogação de outorgas de geração sem aplicação de penalidades ou multas e rescisão não onerosa dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUSTs):

- Revogação das outorgas com devolução das Garantias de Fiel Cumprimento (quando aplicáveis) e isenção de eventuais multas decorrentes de processos de fiscalização em andamento;
- Autorização ao ONS para rescisão dos CUSTs celebrados com centrais geradoras, sem aplicação de multas rescisórias, desde que preenchidos os requisitos e condições regulatórias.

Regularização de cronograma para projetos com CUST em execução e com CUST para execução em Ciclo Tarifário a partir de 2024-2025:

- Será permitida postergação de 36 meses, a partir da publicação da resolução, sem necessidade de comprovação de Excludente de Responsabilidade;
- Solicitação do aporte de garantia (fiança bancária) correspondente a 40 EUSTs, via aditamento do CUST;
- Para CUSTs em execução (ciclos 2022-2023 e 2023-2024), serão devidos todos os EUSTs, sendo regularizada, na prática, apenas a outorga. Para os casos de EUSTs com liminar, que já possuem montantes suspensos (até julho/2023), admitiu-se a possibilidade de parcelamento em até 12 vezes, dentro de um único ciclo tarifário, a partir da efetiva entrada em operação da usina ou nos 36 meses, o que ocorrer primeiro;
- Neste cenário, foi determinada a renúncia de quaisquer discussões judiciais relacionadas aos CUSTs.

Ao todo, 351 projetos solicitaram adesão ao mecanismo, somando uma capacidade instalada de 14,7 GW entre empreendimentos eólicos, solares e térmicos. Destes, foram requeridos 268 pedidos para anistia (capacidade aproximada de 11,0 GW), e os 83 restantes para regularização (capacidade aproximada de 3,7 GW).

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

- **Manter e regularizar projetos que totalizam capacidade instalada de 282 MW (Tucano 2 e Cajuína 3)**, de forma a permanecer com os descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST); e
- **Manter o projeto e revogar as outorgas e CUSTs dos projetos que somam capacidade instalada de 738 MW**, que possuem conexão garantida, mas com desconto na TUST com baixa probabilidade de viabilização. Desta maneira, para estes projetos, será iniciado um processo de nova outorga. Com esta decisão, a AES Brasil mitigou o risco de custos com encargos e potenciais multas.

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 DO PERÍODO

Indicadores	3T22	3T23	Var (p.p. ou %)	9M22	9M23	Var (p.p. ou %)
Fonte Hídrica						
Afluência - SIN (% MLT)	79,4	95,1	15,7	98,1	97,8	-0,3
Afluência - SE/CO (% MLT)	74,0	88,9	15,0	84,3	100,8	16,6
Nível Reservatórios - SIN (% média do período)	62,7	78,5	15,8	65,8	81,7	15,9
Nível Reservatórios - SE/CO (% média do período)	56,3	78,5	22,2	59,0	80,5	21,5
GSF (%)	74,9	79,7	4,8	88,4	91,7	3,2
Afluência Bacia Rio Grande (% MLT)	64,7	96,5	31,8	76,1	118,1	42,0
Afluência Bacia Rio Tietê (% MLT)	70,0	96,5	26,5	70,7	109,1	38,4
Disponibilidade (%)	93,6	92,4	-1,2	94,0	95,5	1,5
Fonte Eólica						
Ventos (m/s)¹	8,9	8,7	-2,5%	7,7	7,8	1,1%
Alto Sertão II	9,5	9,0	-5,0%	8,4	8,4	0,5%
Ventus	7,7	7,8	1,8%	6,8	6,9	1,1%
Mandacaru	8,9	9,6	7,9%	7,0	7,6	8,6%
Salinas	8,5	8,4	-1,2%	7,3	7,4	1,8%
Ventos do Araripe ²	-	9,9	n.a.	-	8,4	n.a.
Caetés ²	-	7,2	n.a.	-	7,2	n.a.
Cassino ²	-	7,4	n.a.	-	6,7	n.a.
Tucano	-	8,9	n.a.	-	8,5	n.a.
Cajuína	-	10,6	n.a.	-	9,2	n.a.
Disponibilidade (%)	86,4	88,4	2,0	89,0	88,1	-0,9
Alto Sertão II	91,7	92,6	0,9	92,4	92,3	0,0
Ventus	80,2	82,2	2,0	81,1	83,0	1,9
Mandacaru	75,0	79,7	4,7	72,4	78,0	5,5
Salinas	93,6	86,0	-7,6	94,8	91,1	-3,7
Ventos do Araripe ²	-	90,5	n.a.	-	87,5	n.a.
Caetés ²	-	89,2	n.a.	-	88,4	n.a.
Cassino ²	-	89,2	n.a.	-	92,6	n.a.
Curtaimento (GWh)	12,4	99,3	700,8%	43,1	119,2	176,7%
Alto Sertão II	6,9	13,5	95,8%	36,9	22,5	-39,0%
Ventus	4,3	25,0	480,9%	4,9	29,9	509,5%
Mandacaru	0,7	2,0	190,1%	0,8	2,5	222,4%
Salinas	0,5	5,5	n.a.	0,5	6,0	n.a.
Ventos do Araripe ²	-	3,8	n.a.	-	5,4	n.a.
Caetés ²	-	6,4	n.a.	-	8,1	n.a.
Cassino ²	-	0,6	n.a.	-	0,7	n.a.
Tucano	-	15,6	n.a.	-	17,3	n.a.
Cajuína	-	26,9	n.a.	-	26,9	n.a.
Fonte Solar						
Irradiância (W/m²)	197,4	214,1	8,5%	214,8	215,2	0,2%
Guaimbê	190,1	213,3	12,2%	210,6	213,8	1,5%
Boa Hora	204,1	213,6	4,7%	218,4	216,1	-1,1%
Água Vermelha	205,9	216,3	5,1%	219,7	217,3	-1,1%
Disponibilidade (%)	98,2	99,0	0,8	97,9	98,8	0,9
Guaimbê	98,2	99,6	1,4	98,8	99,5	0,8
Boa Hora	96,5	98,8	2,3	96,2	98,9	2,7
Água Vermelha	99,8	98,2	-1,6	97,6	97,1	-0,5
Curtaimento (GWh)	-	4,1	n.a.	-	10,0	n.a.
Guaimbê	-	1,9	n.a.	-	4,2	n.a.
Boa Hora	-	1,0	n.a.	-	2,7	n.a.
Água Vermelha	-	1,2	n.a.	-	3,2	n.a.

1 – Velocidade média dos ventos desconsidera as informações de Tucano e Cajuína, dado que ainda se encontram em *ramp up* operacional; 2 – Dada a conclusão da aquisição em 30 de novembro de 2022, a Companhia não contabilizou a geração do 3T22 e 9M22 em seus resultados.

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

DESEMPENHO DA GERAÇÃO POR FONTE

FONTE HÍDRICA

Geração Usinas Hidráulicas (GWh)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Energia Gerada Bruta	1.839,2	2.747,6	49,4%	6.316,0	8.958,3	41,8%
Água Vermelha	1.174,8	1.750,6	49,0%	3.550,6	4.987,9	40,5%
Bariri	71,8	104,2	45,1%	315,6	438,5	38,9%
Barra Bonita	66,2	90,6	36,8%	232,7	326,0	40,1%
Caconde	57,5	88,4	53,8%	221,9	312,0	40,6%
Euclides da Cunha	65,7	100,1	52,4%	279,4	402,7	44,1%
Ibitinga	88,7	116,2	31,0%	374,9	472,7	26,1%
Limoeiro	19,8	28,3	43,1%	82,4	108,9	32,2%
Nova Avanhandava	167,8	256,3	52,8%	709,0	1.051,5	48,3%
Promissão	123,9	205,6	66,0%	529,6	831,3	57,0%
Mogi / S. Joaquim / S. José	3,0	7,2	140,4%	19,9	26,8	34,9%
Energia Gerada Líquida	1.819,7	2.725,4	49,8%	6.253,1	8.864,8	41,8%

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

FONTE EÓLICA

Geração Parques Eólicos (GWh)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Energia Gerada Bruta	725,9	1.412,4	94,6%	1.604,9	3.393,4	111,4%
Alto Sertão II	461,1	414,4	-10,1%	1.088,6	1.132,9	4,1%
Alto Sertão II - LER 2010	199,2	183,3	-8,0%	473,1	495,5	4,7%
Alto Sertão II - LEN 2011	261,9	231,1	-11,8%	615,5	637,4	3,6%
Ventus	114,5	105,1	-8,3%	238,7	242,8	1,7%
Mandacaru	87,7	100,4	14,5%	158,8	189,6	19,4%
Salinas	50,8	28,6	-43,7%	103,2	87,7	-15,0%
Ventos do Araripe ¹	-	277,9	n.a.	-	595,8	n.a.
Caetés ¹	-	164,4	n.a.	-	495,3	n.a.
Cassino ¹	-	49,7	n.a.	-	129,0	n.a.
Tucano	11,7	161,1	n.a.	15,6	377,6	n.a.
Cajuína	-	110,9	n.a.	-	142,7	n.a.

1 – Dada a conclusão da aquisição em 30 de novembro de 2022, não considera a geração bruta realizada nos 9M22.

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

FONTE SOLAR

Geração Parques Solares (GWh)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Energia Gerada Bruta	140,5	142,4	1,3%	432,6	417,2	-3,6%
Guaibê	64,6	67,3	4,2%	203,9	198,4	-2,7%
Ouroeste	75,9	75,0	-1,1%	228,7	218,7	-4,4%
Boa Hora	34,6	36,7	5,9%	107,4	105,9	-1,4%
Água Vermelha	41,3	38,4	-7,1%	121,3	112,9	-7,0%

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

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

AES BRASIL ENERGIA – BALANÇO E DRE

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2023	31/12/2022
Ativo Total	19.825,6	18.932,4
Ativo Circulante	3.337,5	4.778,5
Caixa e equivalentes de caixa	23,9	195,9
Investimentos de curto prazo	2.447,0	3.587,7
Contas a receber de clientes	346,3	335,8
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	199,0	94,3
Outros tributos a recuperar	6,7	6,8
Instrumentos financeiros derivativos	49,2	69,3
Cauções e depósitos vinculados	29,7	287,2
Conta de ressarcimento	6,6	21,1
Outros ativos	229,1	180,6
Ativo Não Circulante	16.488,1	14.153,9
Tributos diferidos	147,8	129,3
Cauções e depósitos vinculados	624,6	327,8
Instrumentos financeiros derivativos	29,6	0,6
Conta de ressarcimento	1,1	4,2
Outros ativos	44,4	49,9
Investimentos em controladas e joint ventures	104,5	107,5
Imobilizado, líquido	13.260,6	11.173,8
Intangível, líquido	2.275,4	2.360,9

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)	30/09/2023	31/12/2022
Passivo Total e Patrimônio Líquido	19.825,6	18.932,4
Passivo Circulante	3.010,9	1.840,3
Fornecedores	319,0	267,9
Empréstimos e financiamentos e debêntures	2.063,1	877,1
Passivo de arrendamento	7,4	8,5
Imposto de renda e contribuição social a pagar	26,4	17,8
Outros tributos a pagar	57,3	48,6
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	1,1	0,3
Provisões para processos judiciais e outros	8,6	23,5
Instrumentos financeiros derivativos	58,4	88,2
Encargos setoriais	17,5	14,3
Obrigações de aquisições	128,8	138,0
Conta de ressarcimento	264,1	298,3
Outras obrigações	59,2	58,0
Passivo Não Circulante	11.275,1	11.518,3
Empréstimos e financiamentos e debêntures	9.633,9	10.017,9
Passivo de arrendamento	183,0	171,7
Tributos diferidos	140,9	141,4
Obrigações com benefícios pós-emprego	119,4	110,7
Provisões para processos judiciais e outros	64,0	72,0
Instrumentos financeiros derivativos	292,2	218,7
Obrigações de aquisições	0,0	108,1
Conta de ressarcimento	602,4	433,4
Outras obrigações	239,3	244,4
Patrimônio Líquido	5.539,7	5.573,8
Capital social subscrito e Integralizado	2.197,0	2.197,0
Ações em tesouraria	0,0	0,0
Reserva de capital	1.258,9	1.259,1
Reserva de lucros	1.090,8	1.090,8
Outros resultados abrangentes	-191,3	-155,6
Lucros acumulados	114,1	0,0
Subtotal	4.469,5	4.391,2
Participação de acionista não controlador	1.070,2	1.182,6

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Receita Operacional Líquida	786,6	908,6	15,5%	2.084,3	2.457,9	17,9%
Custo com Energia	(359,1)	(321,0)	-10,6%	(871,2)	(795,0)	-8,7%
Margem Líquida¹	427,4	587,7	37,5%	1.213,1	1.662,9	37,1%
Custos e Despesas Operacionais	(142,7)	(160,1)	12,1%	(397,7)	(477,4)	20,0%
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(0,9)	2,1	n.a.	8,4	(10,1)	n.a.
EBITDA	283,8	429,7	51,4%	823,8	1.175,4	42,7%
Depreciação & Amortização	(113,8)	(167,6)	47,3%	(365,5)	(476,9)	30,5%
EBIT	170,0	262,1	54,1%	458,3	698,5	52,4%
Resultado Financeiro	(35,8)	(150,7)	321,4%	(237,6)	(439,4)	84,9%
Receitas Financeiras	115,2	120,0	4,1%	249,4	402,0	61,2%
Despesas Financeiras	(150,6)	(270,0)	79,3%	(505,5)	(838,6)	65,9%
Variações Cambiais (Líquidas)	(0,4)	(0,8)	84,2%	18,4	(2,8)	-115,0%
Resultado de Equivalência Patrimonial	15,2	1,0	-93,2%	18,1	6,5	-64,0%
Resultado Antes dos Tributos	149,5	112,4	-24,8%	238,8	265,7	11,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(15,4)	(12,6)	-17,9%	(57,1)	(67,7)	18,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(31,5)	24,6	n.a.	1,1	22,7	1.943,7%
Lucro Líquido	102,6	124,4	21,3%	182,8	220,7	20,7%

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

RESULTADOS POR FONTE

RESULTADOS TRIMESTRAIS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	908,6	565,8	321,2	43,1	114,8	20,4	(156,6)
Custo com energia	(321,0)	(304,8)	(37,2)	(3,2)	(115,5)	(19,5)	159,2
Margem Líquida	587,7	261,0	284,0	40,0	(0,7)	0,8	2,6
Custos e Despesas Operacionais	(160,1)	(111,0)	(42,6)	(3,5)	(0,1)	(3,3)	0,4
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	2,1	4,7	0,8	0,4	(0,0)	(0,8)	(2,9)
EBITDA	429,7	154,6	242,2	36,9	(0,8)	(3,2)	0,1

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	3T22						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	786,6	569,0	212,8	45,6	65,7	14,7	(121,3)
Custo com energia	(359,1)	(352,1)	(49,2)	(3,6)	(61,7)	(13,8)	121,3
Margem Líquida	427,4	216,9	163,6	42,1	4,0	0,8	0,0
Custos e Despesas Operacionais	(142,7)	(98,0)	(35,4)	(2,1)	(0,0)	(5,5)	(1,7)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(0,9)	(1,3)	(1,0)	0,0	0,0	(0,3)	1,7
EBITDA	283,8	117,6	127,2	40,0	4,0	(5,0)	(0,0)

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany.

1 – Considera Holdings e AES Integra (varejista).

RESULTADOS ACUMULADOS

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	9M23						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros	Eliminações
Receita Líquida	2.457,9	1.603,8	732,8	130,7	234,7	59,1	(303,3)
Custo com energia	(795,0)	(712,5)	(97,0)	(8,3)	(223,1)	(57,3)	303,3
Margem Líquida	1.662,9	891,4	635,8	122,4	11,6	1,7	0,0
Custos e Despesas Operacionais	(477,4)	(314,0)	(134,5)	(10,2)	(0,3)	(18,6)	0,2
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	(10,1)	(5,1)	(3,6)	(0,1)	(0,0)	(1,2)	0,0
EBITDA	1.175,4	572,3	497,7	112,1	11,3	(18,1)	0,2

Indicadores Financeiros (R\$ milhões)	9M22						
	Consolidado	Hídricas	Eólicas	Solares	Comercialização	Outros ¹	Eliminações
Receita Líquida	2.084,3	1.612,1	393,8	131,3	65,7	42,8	(161,5)
Custo com energia	(871,2)	(822,6)	(97,5)	(8,3)	(61,7)	(42,5)	161,5
Margem Líquida	1.213,1	789,4	296,3	123,0	4,0	0,3	0,0
Custos e Despesas Operacionais	(397,7)	(281,6)	(86,1)	(7,5)	(0,0)	(17,0)	(5,4)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	8,4	6,3	(2,3)	(1,0)	0,0	(1,0)	6,4
EBITDA	823,8	514,2	207,9	114,5	4,0	(17,7)	1,0

Nota: Resultados por fonte líquidos de operações intercompany. A margem líquida e EBITDA por segmento, do 9M22, considera a reclassificação entre segmentos.

1 – Considera Holdings e AES Integra (varejista).

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

ENDIVIDAMENTO

Dívidas (R\$ milhões)	Montante ¹	Vencimento	Custo Nominal
AES Brasil Energia - Consolidado	11.835,6		
AES Brasil Energia	1.850,6		
1ª Emissão de Debêntures	1.070,8	mar/25	CDI + 2,30% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2022) ³	203,3	nov/24	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ³	387,1	jan/25	CDI + 1,60% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2023) ³	189,4	jan/25	CDI + 1,65% a.a.
Complexo Tucano (Debênture)	366,7		
1ª emissão de Debêntures – Holding II	366,7	set/41	IPCA + 6,06% a.a.
Complexo Tucano (BNB)	398,0		
Tucano F1	103,3	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F2	88,5	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F3	103,3	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Tucano F4	102,9	jul/45	IPCA + 2,26% a.a.
Complexo Cajuína	2.243,3		
Cajuína AB1 - 1ª Emissão de Debêntures	1.023,6	jun/44	IPCA + 7,07% a.a.
Potengi - 1ª Nota Comercial	780,8	jun/24	CDI + 1,70% a.a.
Veleiros - 1ª Emissão de Debêntures	438,8	jul/24	CDI + 1,50% a.a. ²
Complexo Araripe	546,9		
Ventos de São Tito - 1ª emissão de Debêntures	447,1	jun/28	IPCA + 8,86% a.a.
Ventos de São Tito (BNDES)	99,8	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
Complexo Caetés	532,9		
Ventos de São Tomé - 1ª emissão de Debêntures	433,0	jun/27	IPCA + 9,24% a.a.
Ventos de São Tomé (BNDES)	99,9	abr/32	TJLP + 2,02% a.a.
AES Brasil Operações - Consolidado	5.897,2		
AES Brasil Operações³	5.395,8		
5ª Emissão de Debêntures	132,5	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	225,8	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
8ª Emissão de Debêntures	206,0	mai/30	IPCA + 6,02% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 1ª série	1.385,6	mar/27	CDI + 1,00% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 2ª série	811,1	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
9ª Emissão de Debêntures - 3ª série	231,8	mar/29	IPCA + 4,71% a.a.
10ª Emissão de Debêntures	837,6	dez/27	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2020) ⁴	601,2	dez/25	CDI + 1,50% a.a.
Empréstimo 4131 (captação em 2021) ⁴	800,1	mar/26	CDI + 1,48% a.a.
Brasventos Eolo (BNDES)	53,7	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
Brasventos Miassaba (BNDES)	53,9	out/29	TJLP + 2,71% a.a.
Rio dos Ventos 3 (BNDES)	56,6	out/29	TJLP + 2,51% a.a.
AES Tietê Eólica	61,6		
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	21,5	dez/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	40,1	dez/25	IPCA + 7,87% a.a.
Complexo MS (BNDES)	39,1		
Mar e Terra	8,9	nov/29	TJLP + 1,88% a.a.
Embuaca	9,8	mai/30	TJLP + 1,76% a.a.
Icarai	9,6	out/29	TJLP + 1,66% a.a.
Bela Vista	10,8	nov/29	TJLP + 1,66% a.a.
Complexo MS (BNB)⁵	127,5		
Mar e Terra	37,3	mai/33	2,5% a.a.
Embuaca	32,9	mai/30	2,5% a.a.
Icarai	23,6	mai/31	2,5% a.a.
Bela Vista	33,6	mai/30	2,5% a.a.
Complexo Santos (BNDES)	99,1		
São Jorge	36,9	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
São Cristóvão	41,0	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Santo Antonio de Pádua	21,2	dez/30	TJLP + 2,45% a.a.
Complexo Cassino (BNDES)	121,8		
Brisa	43,1	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Vento	41,2	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Wind	37,4	jul/31	TJLP + 2,18% a.a.
Outros	52,3		

1 – Saldo contábil atualizado, considerando principal, juros e custos da transação; 2 – Custo após 12 meses da emissão da dívida passa a ser de 1,65% a.a.; 3 - Não considera arrendamento financeiro; 4 – Custos das operações offshore estão representadas após operações de derivativos, que protege 100% do fluxo de caixa; 5 – Taxa pré.

INDICADORES ESG

Pilar	Indicadores	3T22	3T23	Var	9M22	9M23	Var
Ambiental	Captação de água (m ³) ¹	10.529,11	15.793,27	50,0%	26.964,93	43.506,16	61,3%
	Consumo total de água (m ³) ¹	2.105,82	3.158,65	50,0%	5.392,98	8.701,23	61,3%
	Intensidade hídrica (m³/GWh)	3,91	3,67	-6,1%	3,23	3,43	6,2%
	Resíduos destinados (toneladas) ²	10,53	74,05	603,2%	45,86	103,69	126,1%
	Emissões GEE geradas (tCO ₂ e) ³	755,32	196,38	-74,0%	1.405,52	817,86	-41,8%
	Intensidade de emissões (tCO ₂ e/GWh) ³	0,280	0,045	-83,9%	0,312	0,060	-80,7%
	Emissões GEE evitadas (tCO ₂) ⁴	114.771,20	171.695,04	49,6%	240.431,20	522.263,22	117,2%
	Consumo total de energia elétrica (MWh) ⁵	2.245,17	1.714,32	-23,6%	5.347,93	6.251,55	16,9%
	Sites certificados pelo Sistema Gestão Ambiental ISO 14001 (%) ⁶	85%	74%	-12,9%	85%	74%	-12,9%
	Total de hectares de Mata Atlântica e Cerrado restaurados (ha) ⁷	14,09	2,07	-85,3%	109,23	58,36	-46,6%
	Total de mudas de árvores produzidas ⁷	150.544	157.585	4,7%	836.473	435.150	-48,0%
	Total de espécies ameaçadas de extinção conservadas	3	3	0,0%	3	3	0,0%
	Investimento em programas ambientais (R\$) ⁷	4.646.023,00	4.749.640,00	2,2%	11.743.944,00	14.280.395,00	21,6%
Social	Número total de empregados	582	659	13,2%	582	659	13,2%
	Mulheres	171	200	17,0%	171	200	17,0%
	Homens	411	459	11,7%	411	459	11,7%
	Alta liderança (gerências e acima) ⁸	51	56	9,8%	51	56	9,8%
	Mulheres	14	15	7,1%	14	15	7,1%
	Homens	37	41	10,8%	37	41	10,8%
	Taxa de rotatividade total (%)	5,85	3,96	-32,3%	14,44	13,40	-7,2%
	Taxa de rotatividade voluntária (%)	5,15	3,35	-35,0%	12,56	11,70	-6,8%
	Nº acidentes fatais - colaboradores próprios	0	0	-	0	0	-
	Nº acidentes fatais - terceiros	0	0	-	0	0	-
	LTI Rate - colaboradores próprios	0,00	0,00	-	0,00	0,19	-
	LTI Rate - terceiros ⁹	0,00	0,10	-	0,07	0,19	171,4%
	Recordable Rate - colaboradores próprios	0,00	0,55	-	0,00	0,19	-
	Recordable Rate - terceiros ⁹	0,28	1,05	275,0%	0,76	1,31	72,4%
	Acidentes em comunidades	0	0	-	0	0	-
	Sites certificados ISO 45001 (%) ⁶	85%	74%	-12,9%	85%	74%	-12,9%
	Colaboradores próprios treinados em saúde e segurança (%) ¹⁰	98,15%	97,33%	-0,8%	98,15%	98,24%	0,1%
	Colaboradores terceiros treinados em saúde e segurança (%) ¹⁰	99,66%	97,50%	-2,2%	99,66%	98,65%	-1,0%
Governança	Membros no Conselho de Administração	11	11	0,0%	11	11	0,0%
	Mulheres	4	3	-25,0%	4	4	0,0%
	Homens	7	8	14,3%	7	7	0,0%
	Independentes	4	5	25,0%	4	4	0,0%
	Conselheiros Internos	7	6	-14,3%	7	7	0,0%
	Total de parceiros avaliados em critérios de ética e compliance	45	36	-20,0%	134	122	-9,0%
	Manifestações recebidas no AES Helpline	16	18	12,5%	48	42	-12,5%

1 – Considera todas as unidades de negócio em operação. O aumento no 3T23 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;

2 – Somatório de resíduos perigosos e não perigosos. Os valores podem variar entre períodos de acordo com as atividades de manutenção nas usinas. Os dados oficiais do 2T23 referentes à destinação de resíduos perigosos que não foram disponibilizados no SINIR (Sistema Nacional de Informações sobre a Gestão dos Resíduos Sólidos) até a data de fechamento do relatório do período foram agrupados ao 3T23, o que explica o aumento no período;

3 – As emissões de GEE geradas consideram o somatório dos escopos 1, 2 e 3. A Intensidade de emissões considera somente escopos 1 e 2. Os dados de 2022 foram reapresentados devido à atualização do fator do grid nacional de 0,1264 (tCO₂/MWh) em 2021 para 0,0426 (tCO₂/MWh) em 2022. A diminuição entre os períodos se deve ao fato de em 2022 ter existido um aumento nas emissões, reflexo da incorporação de um ativo eólico onde foi identificado vazamento de hexafluoreto de enxofre (SF₆), para solucionar o problema foram substituídos os cubículos alimentadores de energia nessa unidade e as emissões tiveram redução significativa;

4 – Os dados de 2022 foram reapresentados devido à atualização do fator do grid nacional de 0,1264 (tCO₂/MWh) em 2021 para 0,0426 (tCO₂/MWh) em 2022. O aumento entre os períodos se deu pela aquisição dos ativos eólicos Ventos do Araripe (PI), Caetés (PE), e Cassino (RS) em dezembro/2022, além do cenário hidrológico que aumentou o despacho das usinas hidrelétricas;

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

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

7 – Pode haver alterações significativas de produtividade entre trimestres devido a eventos climáticos, no 3T23 trabalhamos no preparo do solo e o plantio está previsto para o 4T23, por conta das chuvas essenciais para garantir o estabelecimento das mudas. A AES Brasil possui a meta de restaurar 6.408 hectares desde o início das concessões das usinas hidrelétricas, em 1999, até 2029. Até o 3T23 já foram restaurados 4.996 hectares;

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

9 – e O aumento foi influenciado pela intensificação e aumento das atividades na fase de Cajuína 2;

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