

***Release de Resultados***  
**3T23**

Outubro 2023

## Webcast

### 01 de novembro de 2023

(em português com tradução simultânea para o inglês)

11:00 hrs (Brasília) | 10:00 hrs (Nova Iorque) | 15:00 hrs (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*.

Apresentação de Resultados disponível em: [ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)

## Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

[ri@arenenergia.com.br](mailto:ri@arenenergia.com.br)

[ri.aurenenergia.com.br](http://ri.aurenenergia.com.br)

Em 29 de setembro de 2023:

- **AURE3:** R\$ 13,73
- **Valor de Mercado:** R\$ 13,7 bilhões

## Sumário

---

Destaques 3T23 e 9M23 .....	4
Carta da Administração.....	6
1. Desempenho Operacional .....	8
2. Desempenho Comercial.....	24
3. Desempenho Financeiro .....	31
4. Contencioso Passivo.....	43
5. Temas Regulatórios.....	45
6. Informações Importantes .....	51
7. Anexos.....	54

## Destaques 3T23 e 9M23

R\$ milhões	3T23	3T22	Var.	9M23	9M22 <sup>(a)</sup>	Var.
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.626,6</b>	<b>1.538,9</b>	<b>5,7%</b>	<b>4.478,2</b>	<b>4.269,7</b>	<b>4,9%</b>
EBITDA	<b>350,1</b>	<b>503,2</b>	<b>-30,4%</b>	<b>1.259,9</b>	<b>1.104,0</b>	<b>14,1%</b>
<b>EBITDA Ajustado<sup>(b)</sup></b>	<b>453,2</b>	<b>309,6</b>	<b>46,4%</b>	<b>1.285,4</b>	<b>1.101,7</b>	<b>16,7%</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>27,9%</i>	<i>20,1%</i>	<i>7,7 p.p.</i>	<i>28,7%</i>	<i>25,8%</i>	<i>2,9 p.p.</i>
Hidrelétrica	260,3	254,8	2,1%	734,9	905,5	-18,8%
Eólica	173,3	104,9	65,3%	463,9	288,4	60,8%
Comercialização	55,7	(11,1)	N.M.	198,1	7,8	2.453,1%
<i> Holding</i>	<i>(36,0)</i>	<i>(39,0)</i>	<i>-7,5%</i>	<i>(111,5)</i>	<i>(100,0)</i>	<i>11,5%</i>
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>(838,1)</b>	<b>230,1</b>	<b>N.M.</b>	<b>(425,3)</b>	<b>222,6</b>	<b>N.M.</b>
<b>Fluxo de Caixa Operacional<sup>(c)</sup></b>	<b>(48,5)</b>	<b>335,6</b>	<b>N.M.</b>	<b>734,1</b>	<b>1.022,6</b>	<b>-28,2%</b>
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>(1.380,6)</b>	<b>(366,7)</b>	<b>276,5%</b>	<b>1.673,4</b>	<b>1.228,1</b>	<b>36,3%</b>
<b>Dívida Líquida<sup>(d)</sup></b>	<b>1.308,1</b>	<b>2.828,6</b>	<b>-53,8%</b>	<b>1.308,1</b>	<b>2.828,6</b>	<b>-53,8%</b>
<b>Alavancagem<sup>(e)</sup></b>	<b>0,7x</b>	<b>2,0x</b>	<b>-1,3x</b>	<b>0,7x</b>	<b>2,0x</b>	<b>-1,3x</b>

<sup>(a)</sup> O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado proforma consolidado da Auren, não auditado, preparado para refletir os efeitos da reorganização societária finalizada em 28 de março de 2022. A partir do 2T22, os números apresentados refletem a estrutura societária da Companhia;

<sup>(b)</sup> EBITDA ajustado por: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais; (ii) provisão ou reversão de *impairment*; (iii) dividendos recebidos de investidas cujos resultados não são consolidados pela Companhia; (iv) resultado de marcação a mercado dos contratos de energia; e (v) outros eventos não recorrentes;

<sup>(c)</sup> Fluxo de Caixa Operacional, após serviço da dívida;

<sup>(d)</sup> Dívida Bruta deduzida das disponibilidades (caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras), incorporando-se o valor justo dos derivativos (ativo e passivo) e arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC06/IFRS 16-Arrendamentos;

<sup>(e)</sup> Dívida Líquida / EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

- **Aumento de 17,7% na geração hidrelétrica** em relação ao 3T22, em virtude da melhor disponibilidade hídrica no período, consistente com o aumento de 19,7% nos 9M23 em relação ao mesmo período de 2022;
- **Geração eólica consolidada 13,9% superior ao 3T22**, em decorrência da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III. Em bases de ativos comparáveis, houve redução de 10,2% na geração do período, em virtude do menor recurso eólico observado na série histórica iniciada em 2011;
- **EBITDA Ajustado de R\$ 453,2 milhões** no 3T23, um **crescimento de 46,4% em relação ao 3T22**, com expansão de 7,7 p.p. na margem EBITDA Ajustada, devido ao descasamento temporal do recebimento de dividendos das empresas investidas<sup>1</sup> e do melhor resultado do segmento Comercialização;
- **Efeito contábil** do reconhecimento **de IR/CSLL<sup>2</sup> e PIS/COFINS<sup>3</sup>** sobre a **atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos**, que resultou em despesa contábil de R\$ 1.037 milhões nesse trimestre, dos quais R\$ 334 milhões foram compensados com créditos tributários. O efetivo desembolso de caixa com IR/CSLL totalizou R\$ 578 milhões no 3T23;

<sup>1</sup> No 3T23, foram recebidos R\$ 64,8 milhões em dividendos das participações societárias indiretas detidas pela Auren nas empresas Pinheiro Machado e CBA Energia, caracterizando um descasamento temporal em relação ao 3T22, quando houve recebimento de dividendos das investidas de R\$ 15,7 milhões.

<sup>2</sup> Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

<sup>3</sup> Contribuição ao Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

- **Evolução, conforme planejada**, da construção dos projetos solares **Sol de Jaíba e Sol do Piauí**, esse último com conclusão prevista para o 4T23, resultando em um **desembolso de CAPEX de projetos de R\$ 654,4 milhões** no 3T23;
- **Alavancagem de 0,7x no 3T23**, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, e manutenção de **sólida posição de caixa** de R\$ 4,9 bilhões.

## Carta da Administração

O terceiro trimestre de 2023 representou mais um período de progressos e de resultados sólidos para a Auren, assegurando a continuidade de nossa estratégia de crescimento com disciplina e preservação da estrutura de capital.

Esse foi mais um período de boa condição hidrológica. Os reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) continuaram apresentando níveis mais elevados do que aqueles observados nos anos anteriores.

Nesse trimestre, apesar da boa condição de suprimento do sistema, situações como a manutenção da usina termelétrica Angra II e o aumento do consumo ocasionado pelas altas temperaturas, decorrentes do fenômeno El Niño, resultaram no descolamento do preço de curto prazo (PLD - Preço de Liquidação das Diferenças) do piso regulatório em alguns dias do mês de setembro. Com isso, o 3T23 registrou preço médio de R\$ 72,73/MWh, acima do patamar mínimo regulatório R\$ 69,04, o que não ocorria desde setembro de 2022.

Em virtude do cenário hidrológico favorável, a produção de energia da UHE Porto Primavera registrou um aumento de 17,7% em relação ao 3T22 e 19,7% nos primeiros nove meses do ano. No segmento de Geração Eólica, observamos um crescimento de 13,9% na produção em relação ao 3T22, principalmente explicado pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, cuja produção foi superior em 13,8% e 12,1%, respectivamente, ao percentil 90 (P90) definido no processo de certificação dos parques. Considerando a mesma base de ativos em operação nos 1T23 e 2T22, observa-se uma redução na produção de energia devido ao menor recurso eólico neste último trimestre, especialmente no mês de agosto. Cabe destacar que o terceiro trimestre de 2023 apresentou a menor velocidade média de ventos registrada desde 2011.

Ainda em relação à geração eólica, destacamos que o desempenho da Auren foi pouco impactado pelo evento de falha sistêmica ocorrido no mês de agosto, quando houve interrupção do fornecimento de energia para a maioria dos estados brasileiros.

No segmento de Comercialização, permanecemos com a nossa estratégia de manter os níveis de contratação elevados para os próximos 3 anos, mitigando o risco de exposição à queda de preços de energia, em virtude de um cenário hidrológico favorável e, conseqüentemente, da melhora nas condições de suprimento de energia do SIN. Por mais um trimestre, a Auren se posicionou como líder no mercado de comercialização de energia, com o maior volume de vendas com suprimento no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, continuamos ampliando nossa base de consumidores finais, atingindo mais de 900 clientes ao final de setembro.

Continuamos a avançar na execução do projeto solar Sol de Jaíba e no nosso projeto híbrido, Sol do Piauí. Esse último está em fase avançada de implementação, com

expectativa de entrada em operação comercial no 4T23, conforme o planejado. A implementação dos projetos faz parte da estratégia de diversificação e de expansão do portfólio de energia da Auren. Em conjunto, Sol de Jaíba e Sol do Piauí adicionarão 548 MWac à capacidade instalada e 167 MW médios à garantia física da Companhia.

Quanto ao nosso desempenho financeiro, encerramos o trimestre com crescimento de 46,4% no EBITDA Ajustado da Companhia, que totalizou R\$ 453,2 milhões, impulsionado pelos segmentos de Geração Eólica e Comercialização.

Nesse trimestre, tivemos efeito contábil do reconhecimento da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos, que provocou um efeito negativo no resultado líquido da Companhia. Ainda assim, continuamos com uma sólida estrutura de capital, com robusta posição de caixa de R\$ 4,9 bilhões e alavancagem financeira, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, de 0,7x.

Em agosto, listamos na primeira carteira do Índice de Diversidade B3 (IDIVERSA B3), criado pela B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. Esse é mais um reconhecimento importante em nossa trajetória, que corrobora a presença da diversidade em nossa cultura, em nossas operações e na nossa forma de fazer negócios, posicionando-nos como uma das 75 empresas brasileiras que se diferencia em termos de diversidade e inclusão.

Conquistamos, ainda, o Selo Ouro do Programa Brasileiro GHG Protocol, nível mais alto de qualificação concedido às organizações que inventariam suas emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa) por completo. Mais uma vez, demonstramos o nosso compromisso e a nossa contribuição com o enfrentamento de problemas relacionados às mudanças climáticas e reforçando nosso posicionamento como uma empresa de energia elétrica com matriz 100% limpa e renovável.

Dessa forma, reforçamos o nosso comprometimento em atuar de forma responsável, potencializando o nosso impacto positivo. Nossa disciplina financeira nos mantém preparados para novas oportunidades de crescimento orgânico e inorgânico, tornando a Auren uma empresa ainda mais robusta, sólida financeiramente e geradora de valor aos nossos *stakeholders* e no ecossistema em que atuamos.

**Fabio Zanfelice**

Diretor-Presidente

**Mario Bertoncini**

Vice-Presidente de Finanças e  
Diretor de Relações com Investidores

# 1. Desempenho Operacional

Em setembro de 2023, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.039 MW. Desse total, 2.057 MW correspondem à fonte hidrelétrica, incluindo 517 MW em ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária relevante, e 982 MW correspondem à fonte eólica, considerando o incremento de 9,3 MW dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, em função da revisão da potência nominal dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW, representando um aumento de 2,3%, ocorrida em 21 de agosto de 2023.

## 1.1 Geração Hidrelétrica

A Companhia detém participação integral na UHE Porto Primavera e possui participação minoritária em outros sete ativos hidrelétricos – UHE Machadinho, UHE Campos Novos, UHE Barra Grande, UHE Amador Aguiar I e II, UHE Igarapava e UHE Picada.

Devido à maior disponibilidade hídrica no período, a produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 900,9 MW médios no 3T23, 17,7% superior ao 3T22 (765,1 MW médios) e consistente com o valor observado nos primeiros nove meses do ano (902,2 MW médios), que representa um aumento de 19,7% em relação ao mesmo período de 2022.

**Tabela 01 – Produção dos ativos hidrelétricos em que a Companhia possui 100% de participação**

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração de Energia (MW médio)					
			3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	900,9	765,1	17,7%	902,2	753,6	19,7%

**Tabela 02 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera**

Vazões Médias (m <sup>3</sup> /s)	3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22	Var. (%)
Vazão Turbinada <sup>4</sup>	5.052	4.212	19,9%	5.230	4.158	25,8%
Vazão Vertida <sup>5</sup>	5	4	25,0%	1.383	4	N.M.
Vazão Defluente Total <sup>6</sup>	5.057	4.216	19,9%	6.613	4.162	58,9%

No 3T23, a vazão afluyente aos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN), particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi superior em 19,9 p.p. ao valor observado no 3T22. O valor acumulado nos primeiros nove meses de 2023 apresenta-

<sup>4</sup> Vazão turbinada: vazão que passa pelas turbinas da usina gerando energia elétrica;

<sup>5</sup> Vazão vertida: vazão que passa pelos órgãos extravasores da usina hidrelétrica não gerando energia, incluindo a vazão da escada de peixes;

<sup>6</sup> Vazão defluente: vazão total que passa pela usina, sendo o somatório da vazão turbinada e vazão vertida.

se próxima à média histórica (98%) e superior em 21 p.p. ao valor verificado no mesmo período de 2022, conforme demonstrado na Tabela 03.

**Tabela 03 – Evolução da Energia Natural Afluyente (ENA) do Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste**

Período	ENA (MW médio)			ENA (% MLT) <sup>7</sup>	
	2023	2022	Var. (%)	2023	2022
Janeiro	77.841	71.394	9%	119%	108%
Fevereiro	73.925	76.408	-3%	105%	108%
Março	71.117	52.552	35%	103%	76%
Abril	55.160	40.557	36%	101%	74%
Maiο	36.569	26.960	36%	92%	67%
Junho	30.862	24.225	27%	95%	74%
Julho	22.870	16.810	36%	89%	65%
Agosto	18.510	15.856	17%	90%	77%
Setembro	17.309	16.114	7%	88%	82%
<b>1T</b>	<b>74.307</b>	<b>66.464</b>	<b>12%</b>	<b>109%</b>	<b>97%</b>
<b>2T</b>	<b>40.817</b>	<b>30.541</b>	<b>34%</b>	<b>96%</b>	<b>72%</b>
<b>3T</b>	<b>19.587</b>	<b>16.262</b>	<b>20%</b>	<b>89%</b>	<b>75%</b>
<b>9M</b>	<b>44.703</b>	<b>37.572</b>	<b>19%</b>	<b>98%</b>	<b>81%</b>

O índice de disponibilidade médio das usinas operadas pela Auren manteve-se acima dos valores de referência estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), demonstrando a qualidade da operação e manutenção dos ativos e da adequada gestão dos riscos operacionais. No 3T23, o índice de disponibilidade médio da UHE Porto Primavera foi de 96,7%, superior em 0,7 p.p. ao valor verificado no 3T22 (96,0%).

**Tabela 04 – Valores de disponibilidade das usinas operadas pela Auren e valores de referência adotados pela ANEEL**

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Número de Unidades Geradoras (UG)	Capacidade Unitária da UG (MW)	Disponibilidade Verificada	Índice Referência ANEEL
UHE Porto Primavera	1.540,0	14	110,0	96,7%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	96,0%	94,6%

<sup>7</sup> Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_afluyente\\_subsistema.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluyente_subsistema.aspx).

## 1.2 Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 615,8 MW médios no 3T23, 13,9% superior à produção do 3T22 (540,5 MW médios), devido à entrada em operação integral dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III. Conforme já mencionado, em 21 de agosto de 2023, foi aprovada a alteração da potência unitária dos 93 aerogeradores de Ventos do Piauí II e III de 4,4 MW para 4,5 MW, elevando a potência instalada desses complexos em 9,3 MW e a garantia física em 2,0 MW médios. No 3T23, os complexos Ventos do Piauí II e III contribuíram com 267,7 MW médios à geração eólica total no período, versus 152,3 MW médios produzidos no 3T22, quando os parques estavam em processo de entrada em operação comercial.

**Tabela 05 – Características técnicas dos complexos eólicos**

Complexo Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato de Manutenção
Ventos do Araripe III	357,9	156	GE	2X (2,3 e 2,4MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí I	205,8	98	Siemens Gamesa	G114 (2,1 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí II	211,5 <sup>8</sup>	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III	207,0 <sup>9</sup>	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
<b>Total</b>	<b>982,2</b>	<b>347</b>			

Considerando a mesma base de ativos em operação do ano anterior, Ventos do Araripe III e Ventos dos Piauí I, a variação da geração nesse trimestre foi negativa em 10,2%, principalmente devido ao menor recurso eólico, especialmente em agosto, que ficou abaixo do esperado. Cabe ressaltar que a velocidade média do vento registrada no 3T23 foi a menor observada na série constituída a partir de 2011.

**Tabela 06 – Produção dos complexos eólicos**

Complexo Eólico	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio) Jul – Set		Geração de Energia (MW médio)					
		P50	P90	3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22	Var. (%)
Ventos do Araripe III	151,1	256,1	242,0	219,8	244,1	-9,9%	160,1	167,9	-4,7%
Ventos do Piauí I	106,3	146,8	138,9	128,2	143,3	-10,5%	93,1	104,0	-10,5%
Ventos do Piauí II	105,7 <sup>10</sup>	138,7	120,4	137,0	20,9	555,2%	104,2	7,0	1378,9%
Ventos do Piauí III	100,6 <sup>11</sup>	134,9	116,6	130,7	131,4	-0,5%	97,4	52,8	84,7%
<b>Total</b>	<b>463,7</b>	<b>676,5</b>	<b>617,9</b>	<b>615,8</b>	<b>540,5</b>	<b>13,9%</b>	<b>454,8</b>	<b>332,0</b>	<b>37,0%</b>

Conforme apresentado na Tabela 07, a geração agregada no 3T23 foi inferior em 9,0% à certificação no percentil 50 (P50) e 0,3% à certificação no percentil 90 (P90), devido

<sup>8</sup> Potência instalada atualizada em 21 de agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

<sup>9</sup> Potência instalada atualizada em 21 de agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

<sup>10</sup> Garantia física atualizada em 18 de setembro de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

<sup>11</sup> Garantia física atualizada em 18 de setembro de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

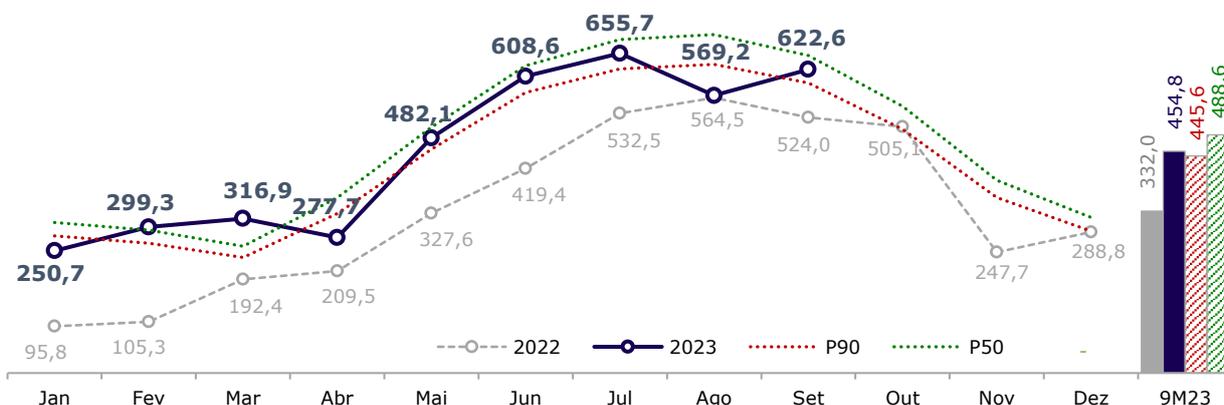
especificamente ao desempenho abaixo do esperado no mês de agosto, conforme demonstrado no Gráfico 01 e detalhado no Gráfico 02. Cabe destacar que o desempenho abaixo do esperado está diretamente relacionado ao recurso eólico e sofreu impacto baixíssimo em relação ao evento ocorrido em 15 de agosto, referente à falha sistêmica e consequente interrupção do fornecimento de energia (*blackout*) para a maioria dos estados da Federação, tampouco nas semanas que sucederam o evento.

Considerando os nove meses acumulados neste ano, a geração agregada foi 6,9% inferior à certificação no percentil 50 (P50) e 2,1% superior à certificação no percentil 90 (P90).

**Tabela 07 – Performance da produção dos complexos eólicos em relação à certificação**

Complexo Eólico	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio)				Geração (MW médio)		Variação (%)			
		Jul - Set		Jan - Set		3T23	9M23	3T23		9M23	
		P50	P90	P50	P90			P50	P90	P50	P90
Ventos do Araripe III	151,1	256,1	242,0	178,4	168,5	219,8	160,1	-14,2%	-9,2%	-10,3%	-5,0%
Ventos do Piauí I	106,3	146,8	138,9	103,5	97,9	128,2	93,1	-12,7%	-7,7%	-10,1%	-5,0%
Ventos do Piauí II	105,7 <sup>12</sup>	138,7	120,4	105,5	91,6	137,0	104,2	-1,2%	13,8%	-1,2%	13,8%
Ventos do Piauí III	100,6 <sup>13</sup>	134,9	116,6	101,3	87,6	130,7	97,4	-3,1%	12,1%	-3,8%	11,0%
<b>Total</b>	<b>463,7</b>	<b>676,5</b>	<b>617,9</b>	<b>488,6</b>	<b>445,6</b>	<b>615,8</b>	<b>454,8</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>2,1%</b>

**Gráfico 01 – Parques Eólicos: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)**



Avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T23 ficou 9,1% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50), cabendo ressaltar que a velocidade média do vento registrada no 3T23 foi a menor da série histórica iniciada em 2011.

<sup>12</sup> Garantia Física atualizada em 18 de setembro de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

<sup>13</sup> Garantia Física atualizada em 18 de setembro de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,5% acima do esperado, assim como a performance do sistema elétrico<sup>14</sup> (+0,4%). A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 0,8%, sendo 0,2% decorrente do *blackout* ocorrido em 15 de agosto de 2023. Após o evento do *blackout* do SIN, não foram observados aumentos relevantes das restrições de geração nos complexos eólicos da Auren.

**Gráfico 02 – Performance dos parques eólicos no 3T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100**

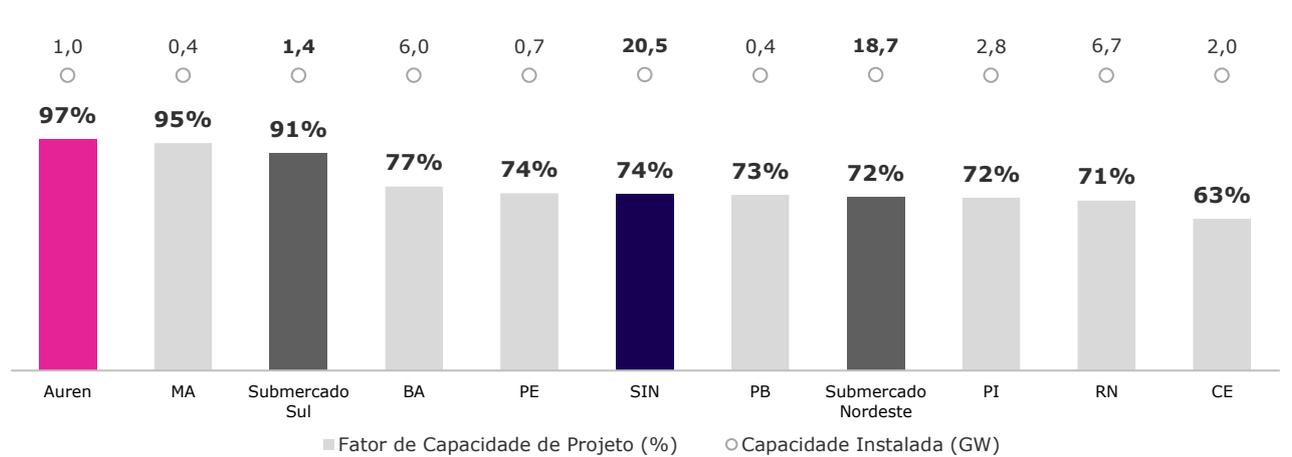


Em virtude do baixo desempenho histórico observado em agosto, as áreas técnicas da Companhia elaboraram uma avaliação abrangente, com o objetivo de identificar o comportamento do recurso eólico sobre a performance do setor por estado e por submercado, analisando a relação entre a geração e a sua respectiva garantia física sazonalizada como uma *proxy* do fator de capacidade dos parques eólicos. Assim, é possível comparar o desempenho dos diversos parques eólicos frente à expectativa de geração no longo prazo.

Quando comparada a relação entre a geração e a garantia física dos ativos da Companhia aos resultados agregados por estados e submercados, conclui-se que os parques eólicos da Auren, localizados entre os estados de PiauÍ e de Pernambuco, apresentaram melhor desempenho, ainda que não tenham alcançado as metas de geração esperada no P90 e no P50.

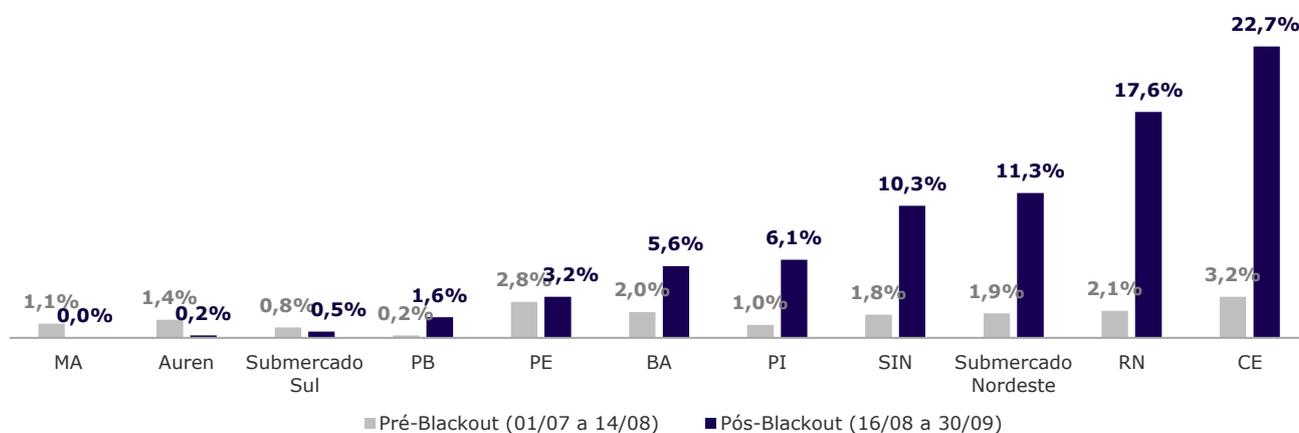
<sup>14</sup> Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

**Gráfico 03 – Fator de Desempenho (Geração/Garantia Física Sazonalizada<sup>15</sup>) no 3T23**



Após o evento do *blackout*, observou-se uma mudança no padrão de operação e despacho da geração com a elevação da produção hidrelétrica nas bacias das regiões Sul e Sudeste e a redução da produção dos ativos eólicos na região Nordeste. Com o objetivo de avaliar o impacto deste evento sobre a Companhia, foi avaliada a profundidade da restrição de geração sobre os ativos eólicos, em termos percentuais, conforme apresentado no Gráfico 04.

**Gráfico 04 – Comparativo entre as restrições impostas à AUREN em relação aos demais estados do Norte/Nordeste**



<sup>15</sup> Considera a garantia física sazonalizada pelo perfil de geração histórico dos agentes. As usinas do PROINFA e os projetos em construção não foram considerados na análise.

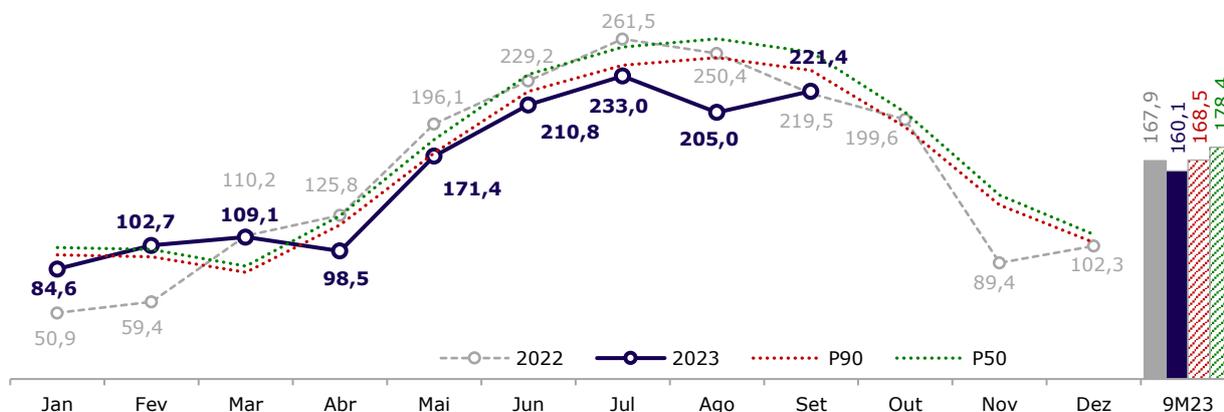
## Ventos do Araripe III

No 3T23, a geração de Ventos do Araripe III atingiu o valor de 219,8 MW médios, inferior em 9,9% ao observado no 3T22. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 9,2% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 14,2%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

**Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III**

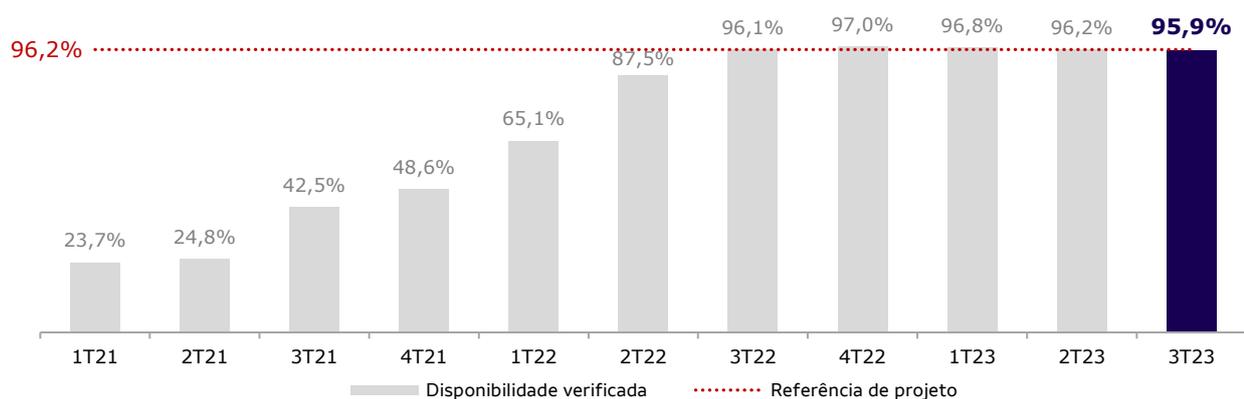
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	73,9	90,4	-18,2%	95,7	-22,8%
1T23	98,7		9,1%		3,1%
2T22	183,8	171,3	7,3%	181,3	1,4%
2T23	160,4		-6,4%		-11,5%
3T22	244,1	242,0	0,9%	256,1	-4,7%
3T23	219,8		-9,2%		-14,2%
9M22	167,9	168,5	-0,4%	178,4	-5,9%
9M23	160,1		-5,0%		-10,3%

**Gráfico 05 - Ventos do Araripe III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)**



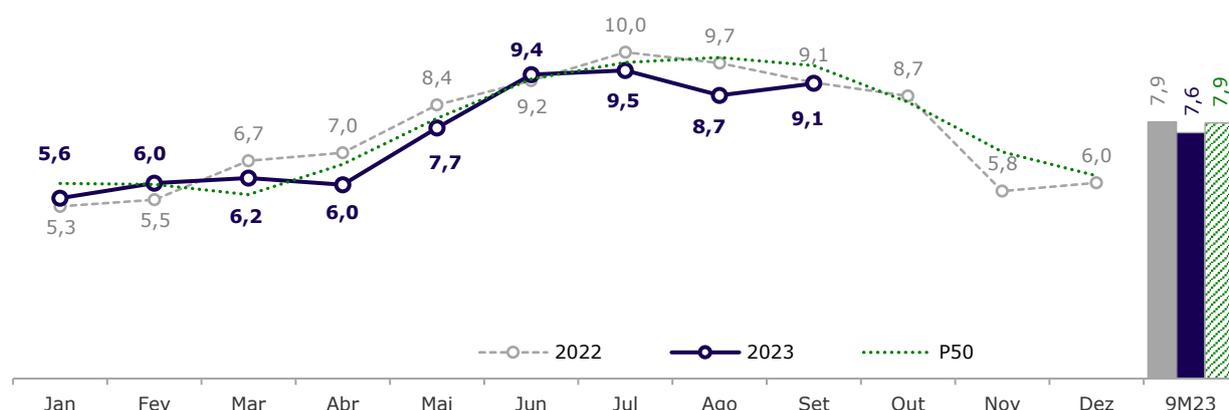
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 95,9% no 3T23, uma redução de 0,2 p.p. em comparação à disponibilidade verificada no 3T22 (96,1%), desempenhando abaixo da referência do projeto devido às manutenções em grandes componentes dos aerogeradores.

**Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)**



No 3T23, observou-se uma velocidade média de vento de 9,1 m/s, abaixo do valor de 9,6 m/s verificado no 3T22.

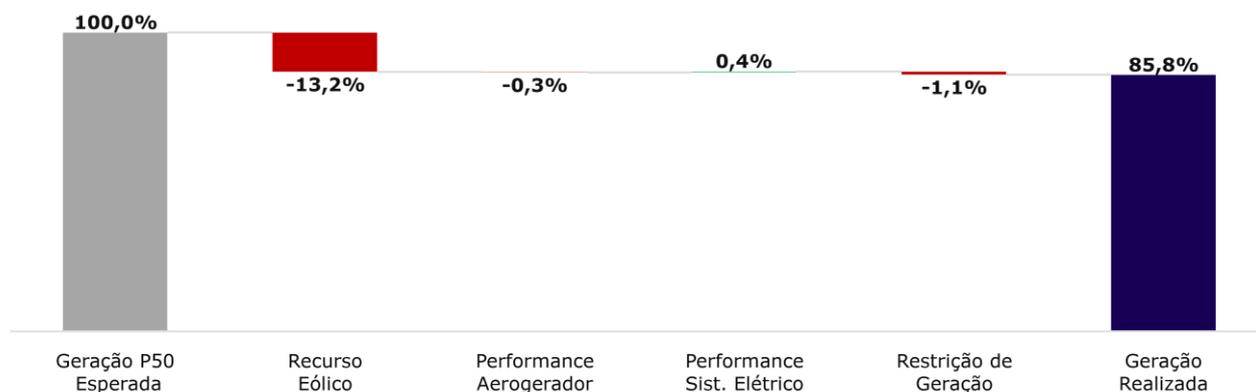
**Gráfico 07 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)**



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T23 ficou 13,2% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 0,3% abaixo da referência, devido manutenção de grandes componentes. A performance do sistema elétrico<sup>16</sup> ficou 0,4% acima do esperado. No entanto, limitações de escoamento de produção por restrição na subestação seccionadora da Rede Básica (CNP-II) e demais restrições de geração, impactaram o resultado desse trimestre em 1,1%, sendo 0,4% passível de compensação via ressarcimento.

<sup>16</sup> Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

**Gráfico 08 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 3T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100**



## Ventos do Piauí I

No 3T23, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 128,2 MW médios, inferior em 10,5% ao observado no 3T22 (143,3 MW). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 7,7% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 12,7%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

**Tabela 09 – Produção do complexo eólico Ventos do Piauí I**

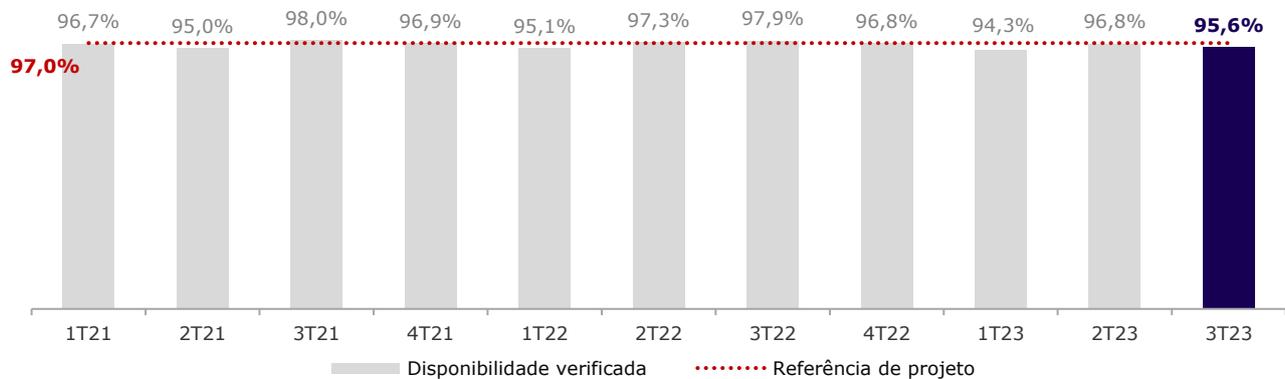
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	58,1	54,6	6,5%	57,7	0,8%
1T23	57,1		4,6%		-1,0%
2T22	109,6	99,2	10,5%	104,9	4,5%
2T23	93,1		-6,1%		-11,2%
3T22	143,3	138,9	3,2%	146,8	-2,4%
3T23	128,2		-7,7%		-12,7%
9M22	104,0	97,9	6,2%	103,5	0,5%
9M23	93,1		-5,0%		-10,1%

**Gráfico 09 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)**



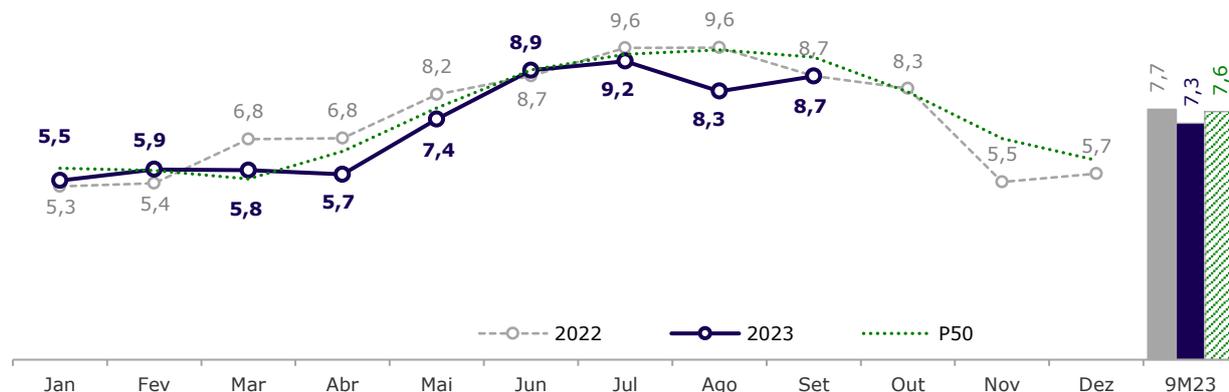
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo Ventos do Piauí I atingiu 95,6% no 3T23, abaixo da referência do projeto de 97,0%, em decorrência das obras de implantação do projeto híbrido Sol do Piauí e das manutenções programadas em grandes componentes dos aerogeradores, que foram finalizadas no final do trimestre.

**Gráfico 10 - Ventos do Piauí I: Disponibilidade Temporal Média (%)**



No 3T23, observou-se uma velocidade média de vento de 8,7 m/s, abaixo do valor de 9,3 m/s verificado no 3T22.

**Gráfico 11 - Ventos do Piauí I: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)**



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico observado no 3T23 foi 13,2% inferior à média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 0,4% acima da esperada. A performance do sistema elétrico<sup>17</sup> do parque foi 0,6% acima da esperada. As restrições de geração, impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,5%, sendo 0,1% passível de compensação.

**Gráfico 12 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no 3T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100**



<sup>17</sup> Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

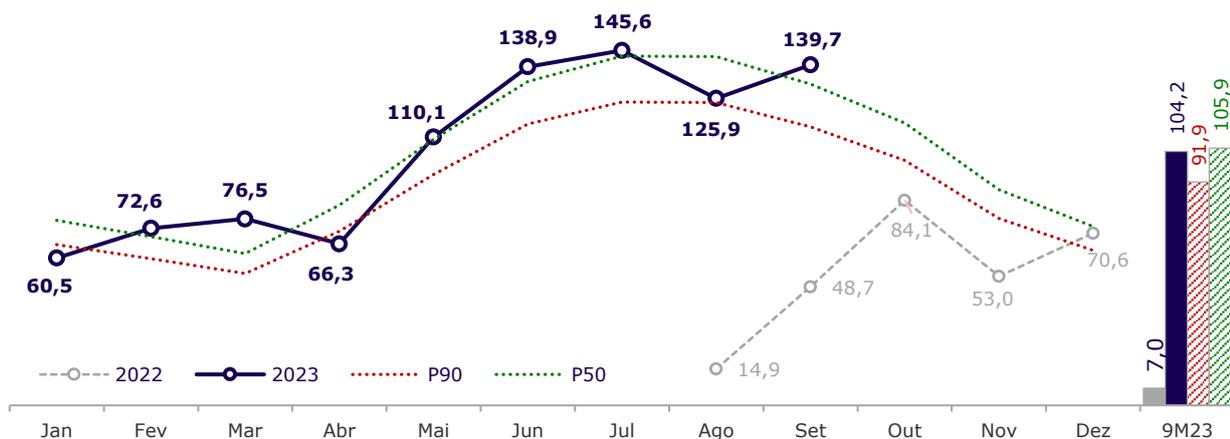
## Ventos do Piauí II

No 3T23, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 137,0 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 13,2% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 1,7%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

**Tabela 10 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí II**

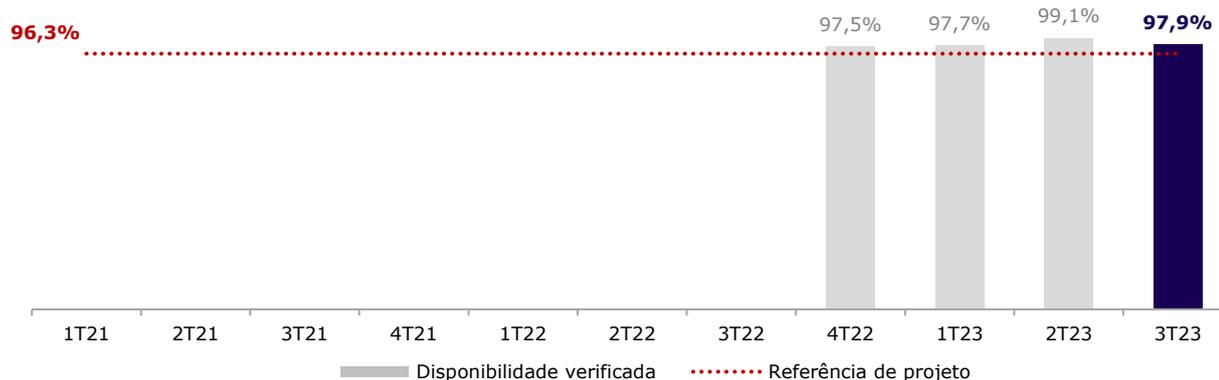
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	69,8	60,1	16,2%	69,1	0,9%
2T23	105,1	93,8	12,0%	108,0	-2,7%
3T23	137,0	121,1	13,2%	139,4	-1,7%
9M23	104,2	91,9	13,4%	105,9	-1,5%

**Gráfico 13 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)**



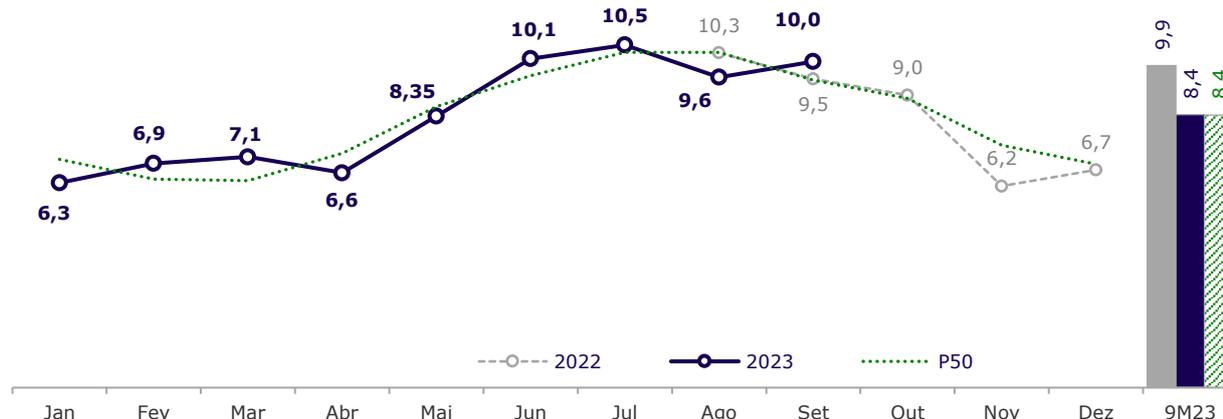
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 97,9% no 3T23, acima da referência de projeto.

**Gráfico 14 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)**



No 3T23, observou-se uma velocidade média de vento de 10 m/s, em linha com o valor médio de longo prazo.

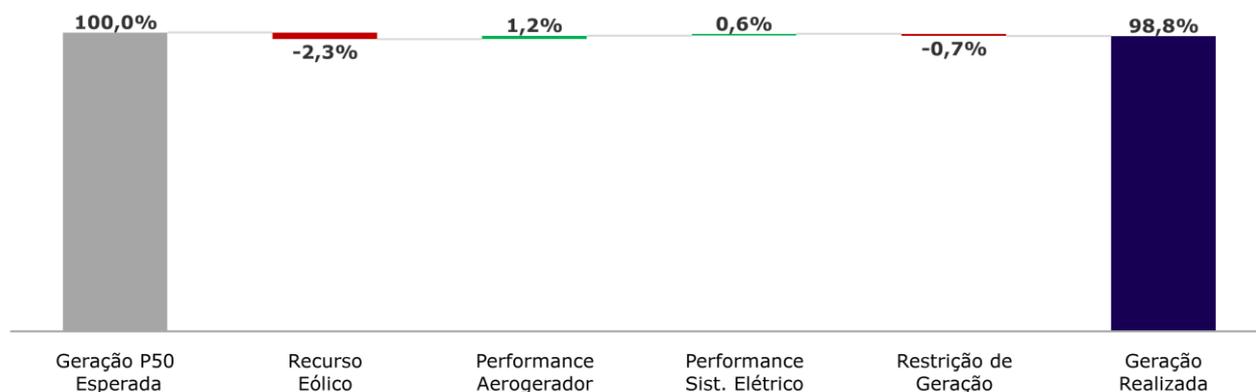
**Gráfico 15 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)**



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T23 ficou 2,3% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 1,2% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico<sup>18</sup> do parque foi 0,6% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,7%, sendo 0,1% passível de compensação via ressarcimento.

<sup>18</sup> Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

**Gráfico 16 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 3T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100**



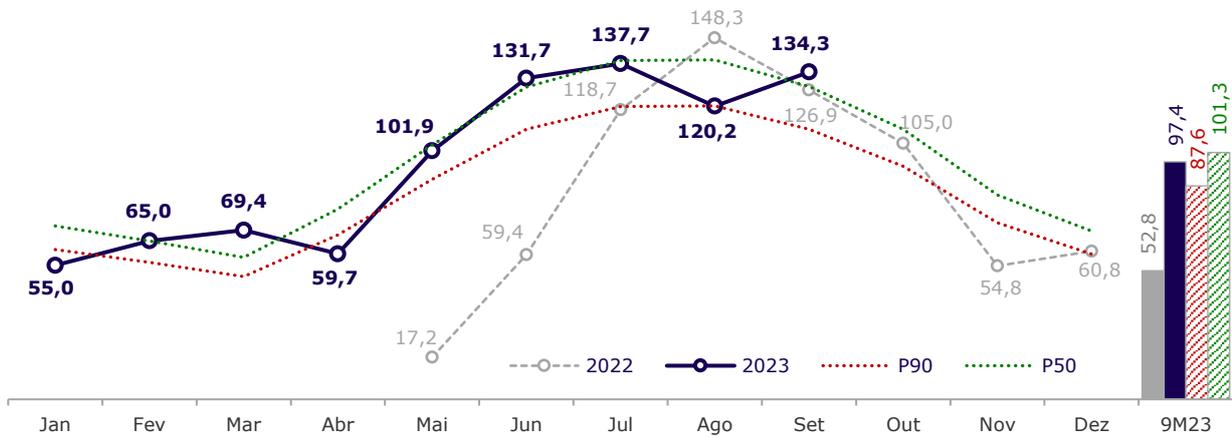
### Ventos do Piauí III

No 3T23, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 130,7 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 12,9% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 3,1%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

**Tabela 11 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III**

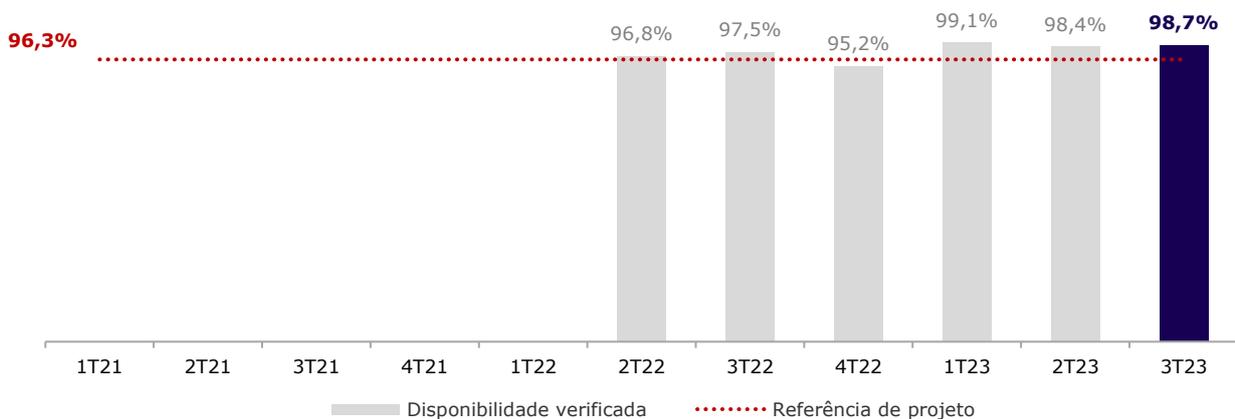
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T23	63,1	56,0	12,6%	64,7	-2,6%
2T22	25,4	89,5	-71,6%	103,5	-75,5%
2T23	97,8		9,3%		-5,5%
3T22	131,4	116,6	12,7%	134,9	-2,6%
3T23	130,7		12,9%		-3,1%
9M22	52,8	87,6	-39,8%	101,3	-47,8%
9M23	97,4		11,0%		-3,8%

**Gráfico 17 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)**



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 98,7% no 3T23, mantendo-se acima da referência pelo terceiro trimestre consecutivo após o comissionamento do parque.

**Gráfico 18 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)**



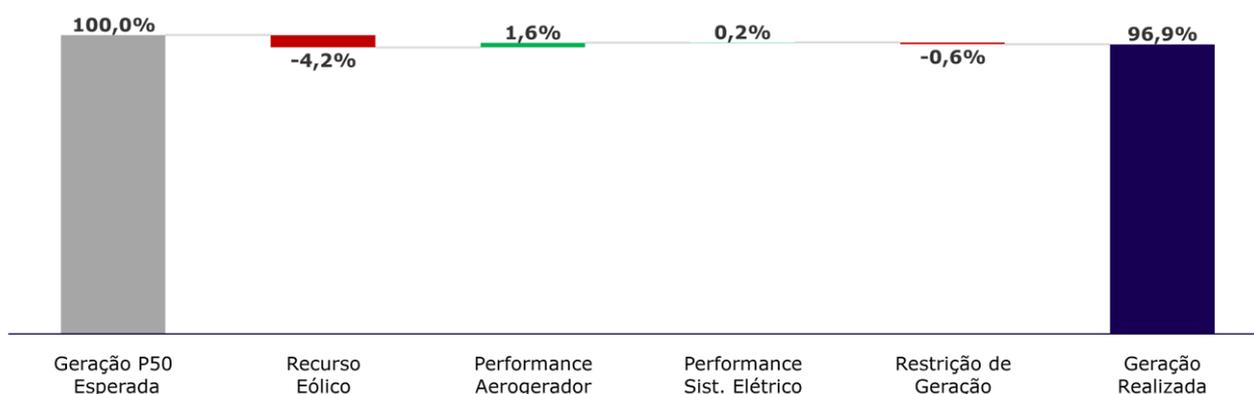
No 3T23, observou-se uma velocidade média de vento de 9,6 m/s, abaixo do valor inferior ao valor médio de longo prazo de 10 m/s.

**Gráfico 19 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)**



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 3T23 ficou 4,2% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores, por sua vez, foi 1,6% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico<sup>19</sup> do parque foi 0,2% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,6%, sendo 0,4% passível de compensação via ressarcimento.

**Gráfico 20 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 3T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100**



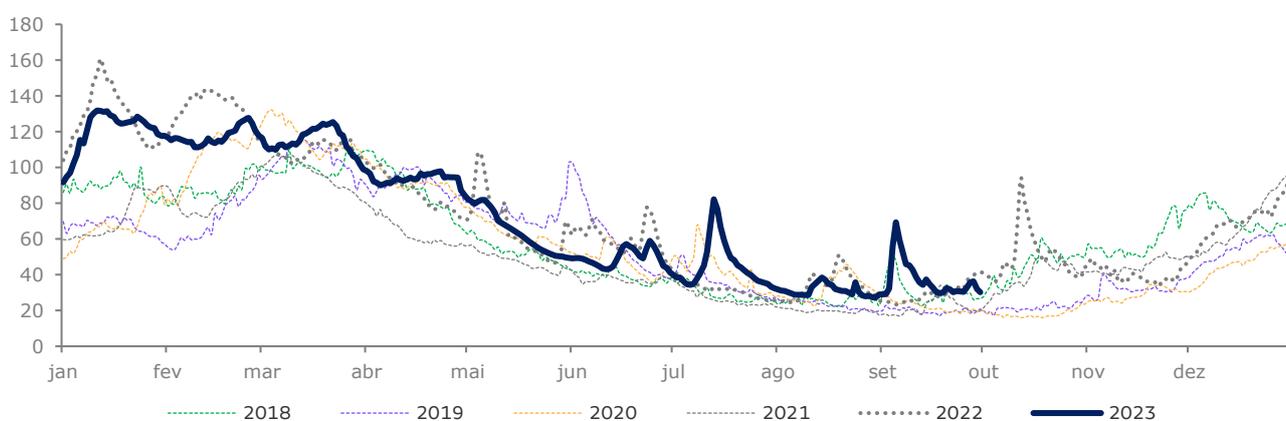
<sup>19</sup> Sistema elétrico refere-se ao sistema interno composto pela rede de média tensão (34,5kV), pela subestação coletora (34,5/230kV) e pela linha de transmissão até a subestação seccionadora (230/500kV).

## 2. Desempenho Comercial

### 2.1 Mercado de Energia

Ao longo do 3T23 observou-se dois eventos de elevação de Energia Natural Afluyente (ENA) devido aos volumes expressivos de precipitação verificados nas principais bacias localizadas ao sul do Sistema Interligado Nacional (SIN). A ENA do 3T23 foi de 95% da Média de Longo Termo (MLT), versus 79% no 3T22.

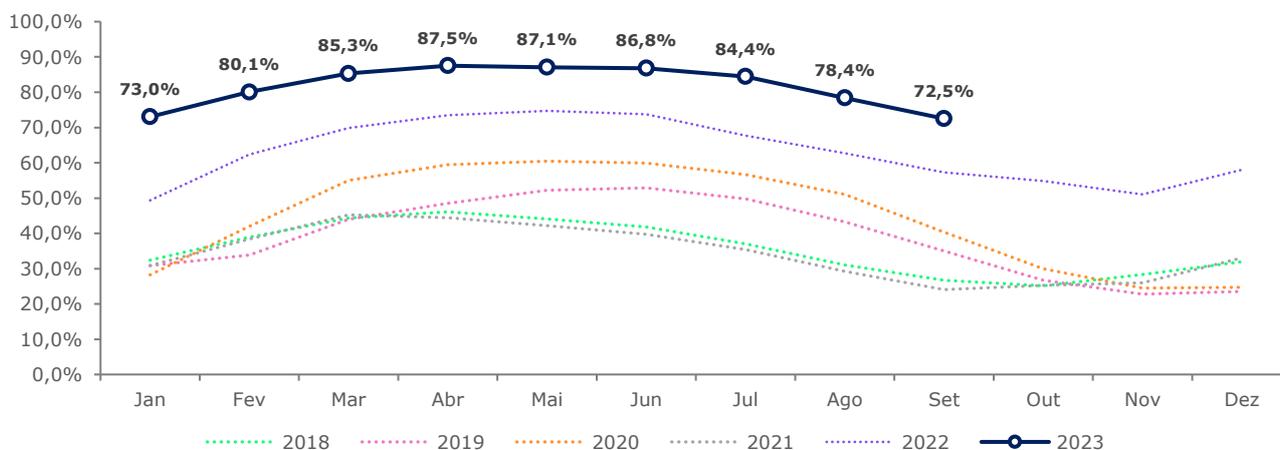
**Gráfico 21 - Energia Natural Afluyente para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)**



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	86%	76%	85%	87%	67%	64%	63%	67%	82%	102%	114%	94%	70%	81%	85%
2019	64%	61%	89%	92%	98%	100%	76%	62%	53%	51%	65%	72%	65%	79%	77%
2020	66%	91%	99%	92%	84%	82%	91%	86%	59%	44%	59%	64%	80%	85%	80%
2021	69%	71%	82%	64%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	89%	96%	57%	67%	72%
2022	125%	113%	93%	86%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	79%	98%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	101%	-	-	-	95%	98%	-

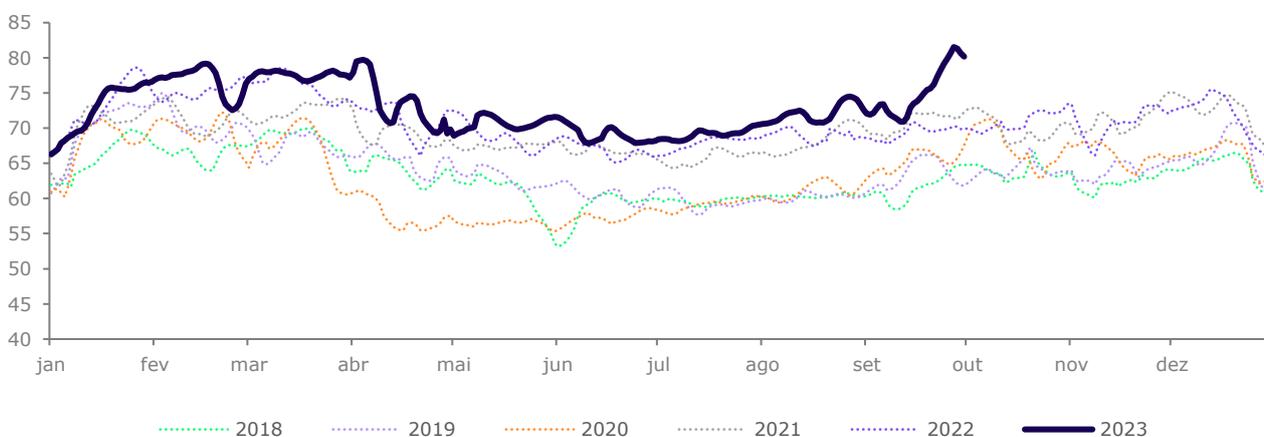
No 3T23, observou-se que o nível agregado dos reservatórios do SIN se manteve alto quando comparado aos anos anteriores. Ao final do mês de setembro, o nível dos reservatórios do SIN atingiu 72,5% da capacidade máxima, representando o maior nível já observado ao longo da série histórica para o mês de setembro. Dessa forma, as condições de suprimento de energia mostraram-se bastante favoráveis para o atendimento do consumo no período.

**Gráfico 22 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)**



Do ponto de vista do consumo de energia, observou-se o aumento expressivo no consumo ao longo do 3T23, sobretudo no final do mês de setembro, quando foi registrado o recorde<sup>20</sup> de demanda máxima instantânea do SIN de 97,7 GW, ocorrido em 26 de setembro de 2023.

**Gráfico 23 – Consumo de energia do SIN (GW médio)<sup>21</sup>**



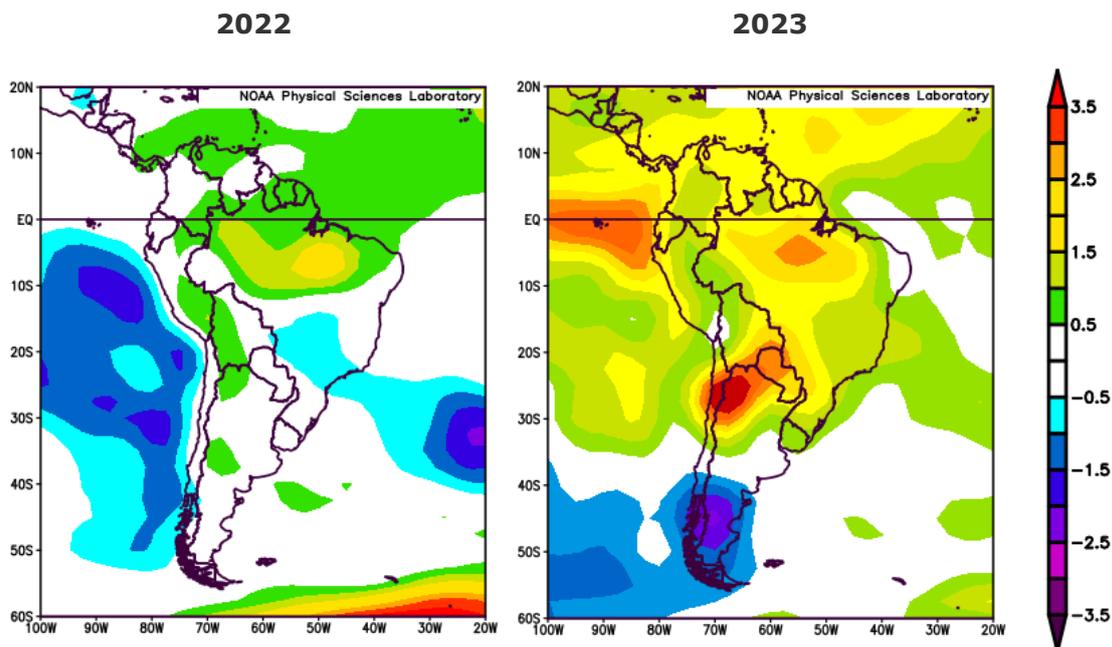
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	66,4	66,4	68,1	63,8	59,9	59,4	59,5	60,5	61,5	63,8	64,0	65,3	60,5	62,8	63,2
2019	71,2	70,0	66,8	65,6	62,9	60,1	59,5	60,4	63,3	65,4	65,6	65,6	61,0	64,4	64,7
2020	68,6	68,8	66,4	57,3	56,0	57,6	59,5	61,0	66,0	68,1	67,0	68,9	62,1	62,3	63,8
2021	70,6	71,1	73,0	68,8	67,2	66,6	65,8	68,2	71,3	69,5	71,7	71,6	68,4	69,2	69,6
2022	73,3	75,4	76,1	71,0	68,2	66,7	67,7	68,8	69,5	70,9	70,8	71,0	68,7	70,7	70,8
2023	73,6	76,7	77,6	70,2	70,9	68,9	69,0	72,5	75,7	-	-	-	72,4	72,8	-

<sup>20</sup> Disponível em Boletim Diário da Informação (BDO), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

<sup>21</sup> Consumo de energia do SIN considera a estimativa de consumo atendido pelos sistemas de Micro e Minigeração Distribuída.

O comportamento do consumo é consequência do aumento da temperatura característico e alinhado com o padrão atmosférico esperado em meses sob influência do fenômeno El Niño. Na Figura 01, observa-se a comparação entre as anomalias de temperatura do ar observadas no 3T23 e no 3T22, evidenciando a ocorrência de temperaturas mais elevadas em relação à média climatológica em todo o país no trimestre.

**Figura 01 – Anomalia da temperatura média do ar<sup>22</sup>.(°C) no 3º trimestre**

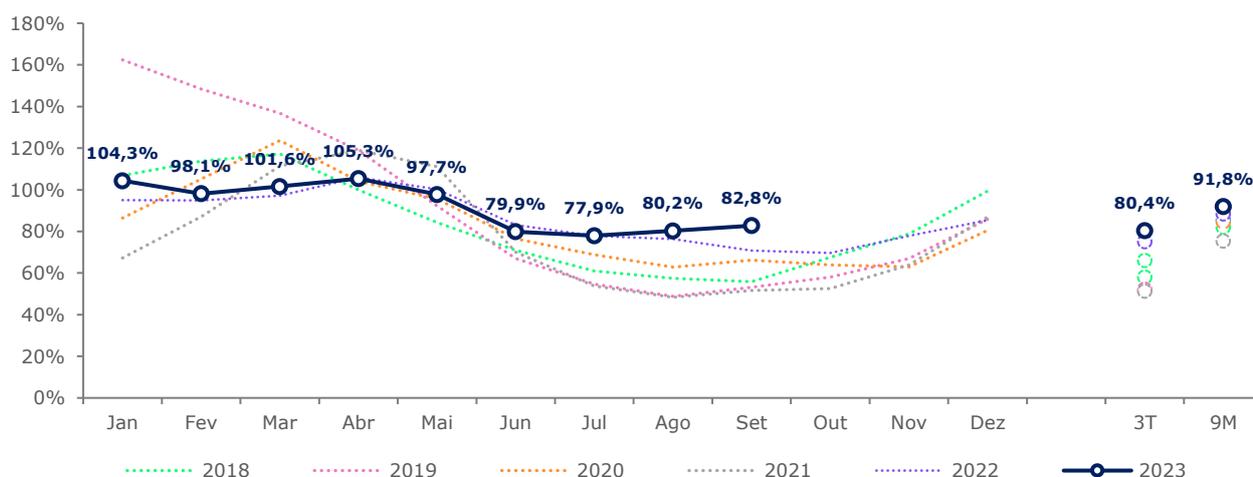


Nesse cenário, ao final do mês de setembro o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) dos quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) apresentou valores superiores ao piso regulatório (R\$ 69,04/MWh), fato que não era observado desde setembro de 2022. Apesar dos altos volumes de energia armazenada no sistema, situações pontuais como a manutenção da usina termelétrica de Angra II e o elevado requisito para o atendimento à demanda provocado pelas altas temperaturas, resultou na elevação dos preços entre os dias 26 e 28 de setembro nos horários de carga pesada no sistema. O PLD médio nesses dias foi de R\$ 182,33/MWh, versus um PLD de R\$ 69,04 /MWh (piso regulatório) nos demais dias do mês, resultando em um preço médio de R\$ 72,73/MWh para o 3T23. No mês de setembro de 2023, o PLD médio foi de R\$ 80,37/MWh.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 3T23 foi de 80,3% contra 74,9% verificado no 3T22.

22 Anomalia da temperatura média do ar a 2 metros (°C) obtida a partir da reanálise do National Centers for Environmental Prediction (NCEP) que considera a climatologia atualizada de 1991 a 2020.

**Gráfico 24 – Deslocamento hidrelétrico (GSF %)**



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	3T	9M	Ano
2018	107%	114%	117%	100%	84%	71%	61%	57%	56%	68%	79%	99%	58%	82%	82%
2019	162%	148%	137%	119%	92%	67%	55%	49%	53%	58%	67%	86%	52%	86%	81%
2020	86%	105%	124%	104%	96%	76%	69%	63%	66%	64%	63%	81%	66%	84%	80%
2021	67%	87%	111%	119%	111%	70%	54%	48%	52%	52%	64%	87%	51%	75%	73%
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	75%	88%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	-	-	-	80%	92%	-

## 2.2 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração em operação da Auren é composto por empreendimentos que somam 1.597 MW médios<sup>23</sup> de garantia física.

A venda da energia dos ativos de geração da Auren está distribuída em contratos firmados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Atualmente, os ativos que possuem contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos eólicos Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III.

Todos os preços dos contratos no mercado regulado são corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em suas respectivas datas de reajuste.

Na Tabela 12, apresenta-se o Balanço Energético da Companhia, bem como informações de preços de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

<sup>23</sup> Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo UHE Paraibuna.

**Tabela 12 – Balanço Energético consolidado dos ativos próprios da Auren**

		2023	2024	2025	2026	2027
Garantia Física <sup>(1)</sup> dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.266	1.417	1.472	1.472	1.472
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.376	1.498	1.351	1.015	710
Preço <sup>(2)</sup> Compras para Revenda	(R\$ /MWh)	168	199			
<b>Recursos Próprios (c) = (a) + (b)</b>	(MWm)	<b>3.642</b>	<b>2.914</b>	<b>2.823</b>	<b>2.487</b>	<b>2.182</b>
<b>Vendas no ACR (d)</b>	(MWm)	<b>493</b>	<b>493</b>	<b>493</b>	<b>493</b>	<b>493</b>
<b>Vendas no ACL (e)</b>	(MWm)	<b>3.087</b>	<b>2.226</b>	<b>2.065</b>	<b>1.495</b>	<b>921</b>
<b>Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)</b>	(MWm)	<b>3.580</b>	<b>2.719</b>	<b>2.558</b>	<b>1.988</b>	<b>1.413</b>
Preço <sup>(3)</sup> Requisitos Próprios	(R\$ /MWh)	190	209			
<b>Balanço Energético (g) = (c) – (f)</b>	(MWm)	<b>62</b>	<b>195</b>	<b>264</b>	<b>499</b>	<b>769</b>

<sup>(1)</sup> Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e complexos eólicos) líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;

(ii) o montante de 167 MW médios referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, previstos para entrada em operação ao longo de 2024;

(iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);

(iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;

(v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

<sup>(2)</sup> Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D;

<sup>(3)</sup> Os valores considerados são líquidos de PIS, COFINS e P&D e incluem a totalidade das vendas no ACR e no ACL.

Em relação ao 2T23, houve um aumento da exposição em 61 MW médios no ano de 2024, devido a compras de energia realizadas ao preço médio de R\$ 65,90/MWh. Adicionalmente, a exposição líquida no longo prazo (pós 2026) foi reduzida em cerca de 30 MW médios, resultado de vendas a clientes finais.

**Tabela 13 – Detalhamento dos contratos de vendas no ambiente regulado (ACR)**

Vendas no ACR	Volume (MWm)	Preço do Leilão (R\$ /MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Reajustado (R\$ /MWh) <sup>(1)</sup>	Preço Líquido PIS /COFINS / P&D (R\$ /MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116,0	01/12/05	302,7	271,7
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125,0	01/06/06	321,2	288,3
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190,0	21/08/15	283,0	272,7
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145,0	01/11/14	232,9	224,4
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127,0	01/12/13	215,1	207,2
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143,0	01/10/14	227,3	219,0
<b>Preços Médios ACR (R\$ /MWh)</b>				<b>273,7</b>	<b>254,2</b>

<sup>(1)</sup> Data-base dos preços: 01 de outubro de 2023.

O montante da garantia física de energia da UHE Porto Primavera contratada no ACR (230 MW médios) conta com proteção contra a exposição ao risco hidrológico. Como contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 15,15/MWh, conforme valor estabelecido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015.

Em janeiro de 2023, iniciou-se o procedimento competitivo de exportação de energia para Argentina e Uruguai relacionado ao excedente de produção de usinas hidrelétricas. O montante de energia exportado até o fim de setembro pelas hidrelétricas foi de 4.463 GWh, dos quais 3.974 GWh no primeiro semestre e 489 GWh no terceiro trimestre. A UHE Porto Primavera recebeu R\$ 12,6 milhões associados à exportação de energia em 2023, dos quais R\$ 10,7 milhões no primeiro semestre e R\$ 1,9 milhão no 3T23.

**Tabela 14 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)**

Energia (MW médio)	2023	2024	2025	2026	2027
Recursos Próprios <sup>(1)</sup>	3.642	2.914	2.823	2.487	2.182
Recursos Participações <sup>(2)</sup>	308	320	306	306	278
<b>Recursos Totais (a)</b>	<b>3.949</b>	<b>3.234</b>	<b>3.129</b>	<b>2.793</b>	<b>2.460</b>
Requisitos Próprios	3.580	2.719	2.558	1.988	1.413
Requisitos Participações <sup>(2)</sup>	283	286	283	283	283
<b>Requisitos Totais (b)</b>	<b>3.863</b>	<b>3.005</b>	<b>2.841</b>	<b>2.271</b>	<b>1.696</b>
<b>Balanço Consolidado (c) = (a) – (b)</b>	<b>86</b>	<b>229</b>	<b>288</b>	<b>523</b>	<b>764</b>

<sup>(1)</sup> Os valores consideram:

(i) a garantia física dos ativos próprios (UHE Porto Primavera e complexos eólicos) líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado;

(ii) o montante de 167 MW médios referente aos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, previstos para entrada em operação ao longo de 2024;

(iii) as garantias físicas estão líquidas de perdas da rede básica (adotou-se premissa de 3%);

(iv) a garantia física sujeita ao risco hidrológico (GSF) é de 630 MW médios, devido à repactuação do risco hidrológico para o montante de 230 MW médios comercializado no ACR pela UHE Porto Primavera;

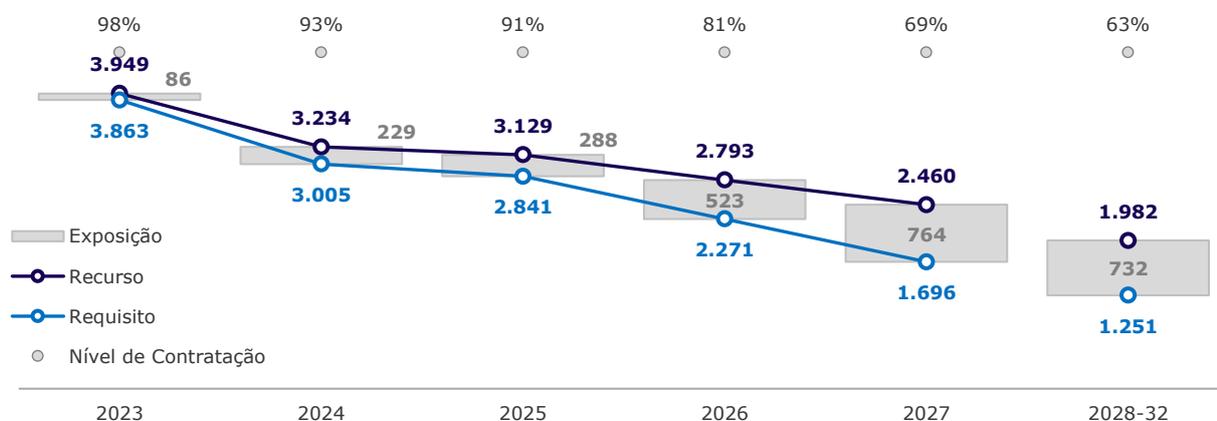
(v) não considera recursos da UHE Paraibuna.

<sup>(2)</sup> Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

O portfólio total, considerando os segmentos de Geração (ativos próprios), de Comercialização e as participações, apresenta um volume de vendas de 3,9 GW médios para o ano de 2023, quantidade duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

Conforme apresentado na divulgação de resultados do 3T22, a Auren, antecipando a consolidação do cenário de queda de preços de mercado devido à evolução favorável do cenário hidrológico e das condições de suprimento de energia do SIN, adotou a estratégia de venda de sua posição *long* à época para os três anos seguintes. Portanto, para o período de 2023 a 2025, o nível médio de contratação do portfólio é de, aproximadamente, 94% do seu recurso, composto pela totalidade da garantia física de seus ativos e contratos de compra de energia já firmados. Cabe destacar que esse nível de contratação não considera o montante de energia necessário para fazer frente ao eventual impacto sobre a garantia física das hidrelétricas relacionado ao deslocamento hidrelétrico (GSF).

**Gráfico 25 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)<sup>24</sup> (MW médio)**



O nível de contratação apresentado no Gráfico 23 já incorpora a garantia física dos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba, que estão com suas implementações em curso. Cabe destacar que, para o horizonte 2028-2032, o nível médio de contratação do portfólio consolidado é de 63%.

<sup>24</sup> Consideram-se: (i) as garantias físicas líquidas de perdas da rede básica, adotou-se premissa de 3%; (ii) a expectativa de garantia física nos projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba; e (iii) o volume de 2024 considera a entrada de Sol de Jaíba e Sol do Piauí; (iv) a quantidade de garantia física equivalente à participação da Auren nos ativos que detém participação minoritária.

### 3. Desempenho Financeiro

A partir do 1T23, a Companhia passou a apresentar o EBITDA Ajustado excluindo a marcação a mercado (MTM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em adição aos demais ajustes praticados nos trimestres anteriores, quais sejam: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais; (ii) dividendos recebidos das participações minoritárias; e (iii) ganho pela migração de benefícios pós-emprego. A marcação a mercado tem por objetivo incluir no EBITDA Contábil os efeitos positivos e negativos das negociações já firmadas com entrega futura de energia bem como os efeitos da exposição a variações de preços de mercado da posição direcional do balanço energético. A apresentação do EBITDA Ajustado sem os efeitos da marcação a mercado tem por objetivo representar de maneira mais fidedigna a performance e o desempenho corrente da Companhia, no qual será possível identificar o resultado do ano em curso, sem deixar de explicitar, em rubrica contábil à parte, os efeitos futuros das negociações já realizadas bem como o efeito das variações de preços de mercado sobre a posição direcional *long* ou *short*. Para fins de comparabilidade, as informações referentes ao mesmo período do ano anterior foram igualmente ajustadas.

**Tabela 15 – Destaques Financeiros**

R\$ milhões	3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22 <sup>(a)</sup>	Var. (%)
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.626,6</b>	<b>1.538,9</b>	<b>5,7%</b>	<b>4.478,2</b>	<b>4.269,7</b>	<b>4,9%</b>
<b>Lucro Bruto</b>	<b>327,4</b>	<b>304,8</b>	<b>7,4%</b>	<b>1.002,4</b>	<b>897,4</b>	<b>11,7%</b>
Margem Bruta	20,1%	19,8%	0,3 p.p.	22,4%	21,0%	1,4 p.p.
<b>EBITDA</b>	<b>350,1</b>	<b>503,2</b>	<b>-30,4%</b>	<b>1.259,9</b>	<b>1.104,0</b>	<b>14,1%</b>
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	12,6	(0,9)	N.M.	(143,6)	79,7	N.M.
Dividendos recebidos	64,8	15,7	312,4%	92,2	107,4	-14,2%
Contratos futuros de energia	25,7	(188,3)	N.M.	77,0	(169,2)	N.M.
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	(20,1)	N.M.	-	(20,1)	N.M.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>453,2</b>	<b>309,6</b>	<b>46,4%</b>	<b>1.285,4</b>	<b>1.101,7</b>	<b>16,7%</b>
Margem EBITDA Ajustada	27,9%	20,1%	-7,7 p.p.	28,7%	25,8%	2,9 p.p.
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(120,1)</b>	<b>(53,1)</b>	<b>126,4%</b>	<b>(161,8)</b>	<b>(407,0)</b>	<b>-60,2%</b>
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>(838,1)</b>	<b>230,1</b>	<b>N.M.</b>	<b>(425,3)</b>	<b>222,6</b>	<b>N.M.</b>

<sup>(a)</sup> O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

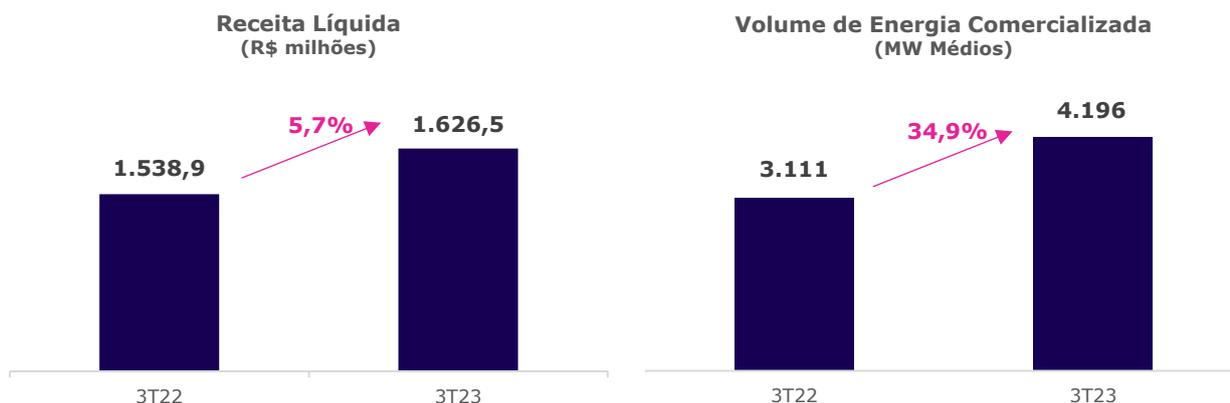
#### 3.1 Receita Líquida

A receita líquida do 3T23 totalizou R\$ 1.626,6 milhões, um aumento de 5,7% em relação aos R\$ 1.538,9 milhões no 3T22, principalmente explicado pelo aumento de 34,9% no volume de energia negociado no período (4.196 MW médios no 3T23 vs. 3.111 MW

médios no 3T22). Os efeitos entre os segmentos de negócio da Auren são explicados a seguir:

- (a) Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 120,3 milhões ou 28,3% versus o 3T22, principalmente em virtude da realocação dos contratos de compra e venda de energia para consolidá-los sob o segmento de Comercialização ocorrida ao final de 2022, que levou ao encerramento de contratos *wholesale* e à cessão dos contratos *intercompany* para a Auren Comercializadora. A cessão tem sua contrapartida refletida no segmento de Comercialização e, portanto, não impacta o resultado consolidado da Auren. O efeito da realocação foi parcialmente compensado por reajustes de inflação, que gerou um aumento de R\$ 15,83/MWh no preço médio de contratos do ACR e de contratos que permaneceram sob o segmento de Geração Hidrelétrica. A receita do segmento totalizou R\$ 304,3 milhões versus R\$ 424,6 milhões no 3T22;
- (b) Geração Eólica:** crescimento de R\$ 86,9 milhões ou 58,3% em relação ao 3T22, explicado majoritariamente pela entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, além de reajuste dos contratos por inflação (R\$ 5,7 milhões), efeitos parcialmente compensados por maior provisão para ressarcimento plurianual em virtude da menor geração do trimestre (R\$ 21,5 milhões vs. R\$ 13,0 milhões no 3T22), totalizando uma receita líquida de R\$ 235,8 milhões versus R\$ 149,0 milhões no 3T22;
- (c) Comercialização:** aumento de R\$ 44,4 milhões ou 3,8% em relação ao 3T22, totalizando R\$ 1.209,9 milhões versus R\$ 1.165,5 milhões no 3T22, resultado do aumento de 58,2% no volume de *trading* de energia (2.282 MW médios no 3T23 vs. 1.442 MW médios no 3T22) e da melhora na margem das operações, que compensaram o efeito negativo do menor patamar de preços observados no mercado (R\$ 148/MWh no 3T23 vs. R\$ 214/MWh no 3T22);
- (d) Eliminações:** menor efeito de eliminações de R\$ 76,7 milhões em relação ao 3T22, explicado, principalmente, pelos menores preços de energia observados nas operações *intercompany*, definidos com base na curva de preços de mercado para os anos futuros no momento da cessão. Para melhor entendimento dessas operações, acesse a seção “Informações Importantes” desse documento.

## Gráfico 26 - Receita Líquida e Volume de Energia Comercializada no trimestre



Nos 9M23, a receita líquida totalizou R\$ 4.478,2 milhões, o que representa um crescimento de 4,9% em relação aos R\$ 4.269,7 milhões reportados nos 9M22.

A Demonstração do Resultado do Exercício com o detalhamento da composição da receita líquida por segmento está disponível na seção "Anexos" desse documento.

### 3.2 Custos e Despesas Operacionais

Nesse trimestre, a elevação de custos e despesas operacionais é explicada principalmente pela variação da marcação a mercado dos contratos futuros de energia (particularmente por um reconhecimento de receita maior nessa rubrica no 3T22) e por maior custo com depreciação e amortização, em virtude da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III. Em relação ao 3T22, houve estabilidade das despesas com PMSO.

Os custos e despesas operacionais<sup>25</sup> totalizaram R\$ 1.446,2 milhões no 3T23, um aumento de 22,9% em relação aos R\$ 1.176,5 milhões no 3T22, explicada por:

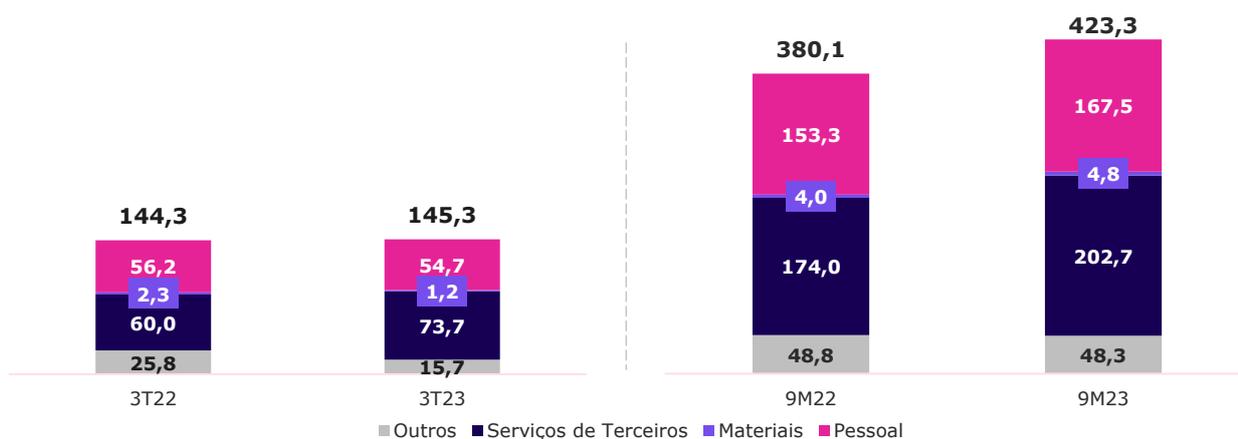
- (a) **Custos com Compra de Energia:** aumento de R\$ 32,6 milhões ou 3,3% em relação ao 3T22 (R\$ 1.022,6 milhões no 3T23 vs. R\$ 990,0 milhões no 3T22), explicado por:
  - **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 76,0 milhões em energia comprada em relação ao 3T22, devido ao encerramento de contratos de compra de energia para cobertura de exposição *short* do segmento de geração;

<sup>25</sup> O total de custos e despesas operacionais inclui: Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação, Despesas Gerais e Administrativas, Depreciação e Amortização e Outras Receitas (Despesas) Operacionais, líquidas.

- **Geração Eólica:** aumento de R\$ 4,1 milhões em relação ao 3T22, em virtude de maiores compras de energia para cobrir exposições de curto prazo, devido à menor geração eólica observada no período;
  - **Comercialização:** aumento de R\$ 27,8 milhões ou 2,5%, totalizando R\$ 1.122,8 milhões no 3T23 versus R\$ 1.095,0 milhões no 3T22, principalmente explicado pelo maior volume das operações de compra e venda de energia no atacado (que totalizaram 3.413 MW médios no 3T23 vs. 2.400 MW médios no 3T22), embora a preços menores do que os praticados no mesmo período do ano anterior;
  - **Eliminações Intercompany:** menor efeito de eliminação de R\$ 76,7 milhões no 3T23, devido aos menores preços de energia observados nas operações *intercompany*. Mais detalhes dessas operações estão disponíveis na seção "Informações Importantes".
- (b) Encargos de Uso da Rede Elétrica:** aumento de R\$ 3,7 milhões ou 5,6% em relação ao 3T22, explicado pelo aumento da geração em virtude da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, que adicionou R\$ 3,4 milhões em encargos do segmento de Geração Eólica no trimestre;
- (c) Custos e Despesas com PMSO<sup>26</sup>:** estabilidade em relação ao 3T22, totalizando R\$ 145,3 milhões no 3T23 versus R\$ 144,4 milhões no 3T22, explicado por:
- **Pessoal (P):** redução de R\$ 1,6 milhão, principalmente em virtude de despesas com reestruturação dos times operacionais que ocorreram no 3T22, totalizando R\$ 54,7 milhões versus R\$ 56,2 milhões no 3T22;
  - **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$ 12,6 milhões ou 20,2% (R\$ 74,9 milhões no 3T23 vs. R\$ 62,3 milhões no 3T22), principalmente em virtude da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e por reajustes nos contratos de manutenção dos parques eólicos que já estavam em operação;
  - **Outros (O):** redução de R\$ 10,1 milhões em relação ao 3T22 (R\$ 15,7 milhões no 3T23 vs. R\$ 25,8 milhões no 3T22), explicada principalmente por despesas *one-off* ocorridas em 2022.

<sup>26</sup> A análise de despesas com PMSO inclui as rubricas de Custos com Operação, Despesas Gerais e Administrativas e Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas apresentadas na Demonstração do Resultado do Exercício Segmentada, disponível na seção "Anexos" desse documento, excluindo Demais Receitas e Despesas.

**Gráfico 27 – Despesas com PMSO (R\$ milhões)**



Nos 9M23, as despesas com PMSO totalizaram R\$ 423,3 milhões, um aumento de 11,0% em relação aos R\$ 380,1 milhões reportados nos 9M22, principalmente em virtude da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, além de reajustes nos contratos de manutenção dos parques que já estavam em operação nos dois períodos. Os principais efeitos estão explicados no gráfico a seguir:

**Gráfico 28 – Evolução das Despesas com PMSO nos 9M23<sup>27</sup> (R\$ milhões)**



**(d) Depreciação e Amortização:** aumento de R\$ 28,8 milhões (R\$ 169,6 milhões no 3T23 vs. R\$ 140,9 milhões no 3T22), principalmente em função da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, que gerou um impacto de R\$ 26,3 milhões nesse trimestre;

**(e) Demais Receitas e Despesas<sup>28</sup>:** despesa de R\$ 38,4 milhões no 3T23 em relação a uma receita de R\$ 165,3 milhões no 3T22. A variação é

<sup>27</sup> Iniciativas associadas ao crescimento incluem a entrada em operação comercial dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III ao final de 2022;

<sup>28</sup> Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia e provisão (reversão) de litígios.

majoritariamente explicada pelo efeito de R\$ 214 milhões referente à marcação a mercado dos contratos futuros de energia.

### 3.3 EBITDA Ajustado

Conforme citado anteriormente, a partir do 1T23 o EBITDA Ajustado passou a ser apresentado excluindo a marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de compra e venda de energia, em adição aos demais ajustes praticados nos trimestres anteriores, quais sejam: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais; (ii) dividendos recebidos das participações minoritárias; e (iii) ganho pela migração de benefícios pós-emprego. Para fins de comparação, os números históricos foram ajustados nesse mesmo critério, conforme demonstrado na reconciliação a seguir:

**Tabela 16 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado**

R\$ milhões	3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22	Var. (%)
<b>EBITDA</b>	<b>350,1</b>	<b>503,2</b>	<b>-30,4%</b>	<b>1.259,9</b>	<b>1.104,0</b>	<b>14,1%</b>
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	12,6	(0,9)	N.M.	(143,6)	79,7	N.M.
Dividendos recebidos	64,8	15,7	312,4%	92,2	107,4	-14,2%
Contratos futuros de energia	25,7	(188,3)	N.M.	77,0	(169,2)	N.M.
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	(20,1)	N.M.	-	(20,1)	N.M.
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>453,2</b>	<b>309,6</b>	<b>46,4%</b>	<b>1.285,4</b>	<b>1.101,7</b>	<b>16,7%</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada</b>	<b>27,9%</b>	<b>20,1%</b>	<b>7,7 p.p.</b>	<b>28,7%</b>	<b>25,8%</b>	<b>2,9 p.p.</b>

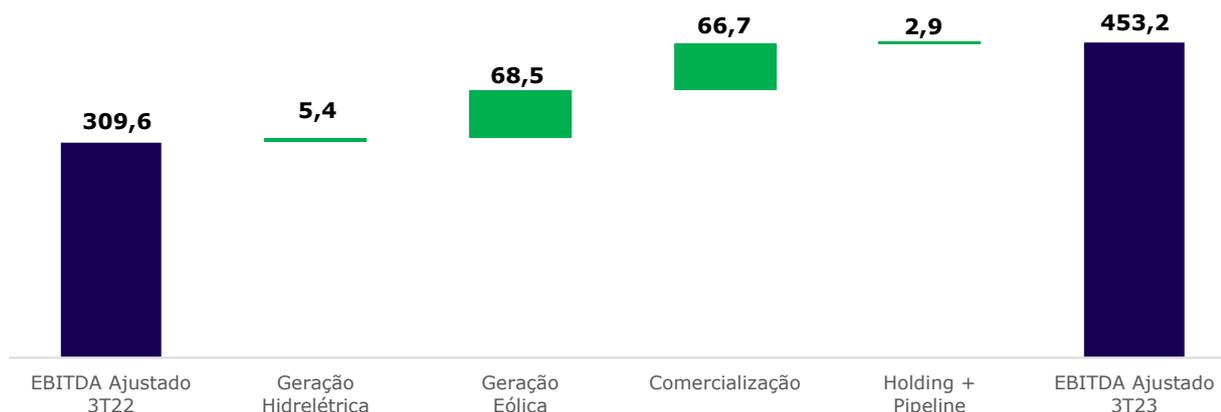
O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 453,2 milhões no 3T23, um aumento de 46,4% em relação aos R\$ 309,6 milhões reportados no 3T22, com margem EBITDA ajustada de 27,9%, uma expansão de 7,7 p.p. em relação à margem de 20,1% no 3T22, principalmente em virtude do descasamento temporal dos dividendos recebidos das empresas investidas. A variação do EBITDA Ajustado pode ser explicada, principalmente, por:

- (a) Geração Hidrelétrica:** aumento de 2,1% ou R\$ 5,4 milhões no EBITDA Ajustado do período (R\$ 260,3 milhões no 3T23 vs. R\$ 254,8 milhões no 3T22), principalmente em virtude do descasamento temporal do recebimento de dividendos das empresas investidas, que totalizou R\$ 64,8 milhões neste trimestre (vs. R\$ 15,7 milhões no 3T22), além dos reajustes do preço médio dos contratos por IPCA, que gerou um incremento de R\$ 12,5 milhões no 3T23, efeitos parcialmente compensados pela cessão dos contratos de energia *intercompany* para a Auren Comercializadora;
- (b) Geração Eólica:** aumento de 65,3% ou R\$ 68,5 milhões, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 173,3 milhões no 3T23 versus R\$ 104,9 milhões no 3T22, resultado da entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do

Piauí II e III, gerando um impacto de R\$ 77 milhões nesse trimestre, e de reajustes dos contratos por inflação, que gerou um impacto positivo de R\$ 5,7 milhões, parcialmente compensados por redução de 10,2% na geração do período, em virtude do menor recurso eólico;

- (c) **Comercialização:** aumento de R\$ 66,7 milhões no 3T23, explicado pelo aumento do volume e pelo melhor resultado das operações de *trading* de energia, além de efeitos *one-off* ocorridos no 3T22, totalizando R\$ 55,7 milhões versus EBITDA Ajustado negativo de R\$ 11,1 milhões no 3T22 e um incremento de 41,7% de energia comercializada;
- (d)  **Holding e Pipeline:** redução de R\$ 2,9 milhões nas despesas no 3T23, ligeiramente menor em relação aos trimestres anteriores, totalizando R\$ 36,0 milhões no 3T23, versus R\$ 39 milhões no 3T22. A melhora ocorreu principalmente em virtude de despesas *one-off* ocorridas em 2022.

**Gráfico 29 – Evolução do EBITDA Ajustado do 3T23 versus 3T22 (R\$ milhões)**



Nos 9M23, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.285,4 milhões, um crescimento de 16,7% em relação aos R\$ 1.101,7 milhões reportados no ano anterior, com margem de 28,7% (+2,9 p.p. vs. 25,8% nos 9M22).

**Tabela 17 – EBITDA Ajustado por Segmento**

R\$ milhões	3T23	3T22	Var. (%)	9M23	9M22	Var. (%)
Geração Hidrelétrica	260,3	254,8	2,1%	734,9	905,5	-18,8%
Geração Eólica	173,3	104,9	65,3%	463,9	288,4	60,8%
Comercialização	55,7	(11,1)	N.M.	198,1	7,8	2.453,1%
<i> Holding e Pipeline</i>	(36,0)	(39,0)	-7,5%	(111,5)	(100,0)	11,5%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>453,2</b>	<b>309,6</b>	<b>46,4%</b>	<b>1.285,4</b>	<b>1.101,7</b>	<b>16,7%</b>
<b>Margem EBITDA Ajustada</b>	<b>27,9%</b>	<b>20,1%</b>	<b>7,7 p.p.</b>	<b>28,7%</b>	<b>25,8%</b>	<b>2,9 p.p.</b>

### 3.4 Resultado Financeiro

Tabela 18 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	3T23	3T22	Var.%	9M23	9M22	Var.%
<b>Receitas Financeiras</b>	<b>74,5</b>	<b>112,8</b>	<b>-33,9%</b>	<b>806,7</b>	<b>305,8</b>	<b>163,8%</b>
Atualização monetária de ativos indenizáveis pela União	-	-	-	262,3	-	N.M.
Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva	186,6	104,8	78,1%	396,6	267,0	48,5%
Ajuste a valor presente e atualização monetária de alienação de investidas	12,3	3,7	229,5%	20,1	29,2	-30,9%
Juros sobre capital próprio	-	-	-	11,7	-	N.M.
Atualização monetária sobre depósitos judiciais	2,9	4,4	-33,5%	9,8	10,5	-6,7%
Realização de ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis	-	-	-	11,5	-	N.M.
Reversão do ajuste a valor presente pela securitização	-	-	-	218,4	-	N.M.
Outras receitas financeiras	5,6	3,8	45,6%	18,2	9,0	102,6%
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro	(132,9)	(4,0)	3.194,8%	(141,9)	(9,9)	1.333,9%
<b>Despesas Financeiras</b>	<b>(194,6)</b>	<b>(165,8)</b>	<b>17,4%</b>	<b>(968,5)</b>	<b>(712,7)</b>	<b>35,9%</b>
Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(103,7)	(84,0)	23,5%	(295,3)	(202,3)	46,0%
Atualização monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(13,8)	9,9	N.M.	(177,3)	(146,6)	20,9%
Apropriação de custos de captações	(5,0)	(3,9)	30,2%	(12,9)	(13,2)	-1,8%
Atualização monetária sobre provisão para litígios	(3,9)	(17,7)	-78,0%	(26,9)	(93,8)	-71,4%
Custo financeiro da securitização	-	-	-	(236,6)	-	N.M.
Instrumento financeiro - Hedge financeiro importação	0,9	-	N.M.	(7,7)	-	N.M.
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais	(0,6)	4,3	N.M.	(2,9)	(2,5)	17,3%
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	(43,8)	(41,8)	4,7%	(131,4)	(118,0)	11,3%
Resilição contratual bancária	-	-	-	-	(28,0)	N.M.
Encargos sobre operações de desconto	-	(12,1)	N.M.	-	(36,5)	N.M.
Ajuste a valor presente de alienação de investidas	(3,6)	(3,6)	0,2%	(9,4)	(16,3)	-41,9%
Atualização monetária sobre ressarcimento	(1,4)	1,0	N.M.	(13,1)	(10,1)	29,9%
Outras despesas financeiras, líquidas	(19,7)	(18,0)	9,6%	(54,8)	(45,4)	20,9%
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(120,1)</b>	<b>(53,1)</b>	<b>126,4%</b>	<b>(161,8)</b>	<b>(406,9)</b>	<b>-60,2%</b>

No 3T23, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 120,1 milhões (vs. despesa líquida de R\$ 53,1 milhões no 3T22), em virtude de:

- (a) Receitas Financeiras:** redução de R\$ 38,3 milhões ou 33,9% na receita financeira no trimestre (R\$ 74,5 milhões vs. 112,8 milhões no 3T22) explicada, principalmente, pelo efeito negativo do reconhecimento do PIS/COFINS sobre a atualização do ganho relativo à indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$ 124,8 milhões.
- (b) Despesas Financeiras:** aumento de R\$ 28,8 milhões ou 17,4% em relação ao 3T22, totalizando R\$ 194,6 milhões (vs. R\$ 165,8 no 3T22), principalmente explicado pelos efeitos a seguir:
- Juros sobre dívidas e atualização monetária superior em R\$ 43,4 milhões versus o 3T22, decorrente do aumento da base de endividamento da Companhia (R\$ 6,1 bilhões no 3T23 vs. R\$ 5,7 bilhões no 3T22), principalmente pela entrada em operação dos

complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e consequente encerramento da capitalização dos encargos de dívidas dos respectivos parques, além de captação de financiamento (R\$ 180 milhões) para o projeto Sol de Jaíba no 1T23;

- Redução da atualização monetária sobre provisão para litígios de R\$ 13,8 milhões devido à diminuição de R\$ 429 milhões do saldo em relação ao 3T22, e variação negativa de 6,24 p.p. do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) (0,37% no 3T23 vs. 6,61% no 3T22), principal indexador do saldo passivo da provisão.

### 3.5 Resultado Líquido

Tabela 19 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
<b>EBITDA</b>	<b>350,1</b>	<b>503,2</b>	<b>-30,4%</b>	<b>1.259,9</b>	<b>1.104,0</b>	<b>14,1%</b>
Depreciação e Amortização	(169,6)	(140,9)	20,4%	(507,6)	(443,3)	14,5%
Resultado Financeiro	(120,1)	(53,1)	126,4%	(161,8)	(406,9)	-60,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(943,5)	(111,0)	749,6%	(1.079,1)	(117,4)	818,9%
Equivalência Patrimonial	45,0	31,8	41,5%	63,4	86,3	-26,6%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>(838,1)</b>	<b>230,1</b>	<b>N.M.</b>	<b>(425,3)</b>	<b>222,6</b>	<b>N.M.</b>

O prejuízo líquido no 3T23 totalizou R\$ 838,1 milhões, versus lucro de R\$ 230,1 milhões no 3T22, resultado de:

- EBITDA:** o EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 350,1 milhões no 3T23, representa uma redução de R\$ 153,1 milhões ou -30,4% em relação aos R\$ 503,2 milhões registrados no 3T22;
- Resultado financeiro:** redução de R\$ 67,0 milhões no resultado financeiro líquido em relação ao 3T22, explicado majoritariamente pelo efeito contábil do reconhecimento do PIS/COFINS sobre a atualização do ganho relativo à indenização da UHE Três Irmãos (R\$ 124,8 milhões);
- Imposto de Renda e Contribuição Social:** despesa de R\$ 943,5 milhões no 3T23, em virtude do reconhecimento de IR/CSLL sobre a atualização do ganho relativo à indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$ 912,4 milhões, dos quais R\$ 608,7 milhões se referem a despesas correntes e R\$ 303,7 milhões pela parcela dos tributos diferidos revertidos em função da compensação da base de cálculo;

- (d) **Equivalência patrimonial:** aumento de R\$ 13,2 milhões em relação ao 3T22, em virtude do efeito positivo de marcação a mercado em contratos futuros de venda energia das empresas investidas.

### 3.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 3T23 totalizou R\$ 6,1 bilhões, versus R\$ 5,7 bilhões no 3T22, o que corresponde a um aumento de R\$ 417 milhões entre os períodos, principalmente explicado pelas captações para os complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e para o projeto fotovoltaico Sol de Jaíba, que totalizaram R\$ 851 milhões, além de R\$ 617 milhões de apropriação de juros e atualização monetária e pagamento de R\$ 1 bilhão de principal e de juros.

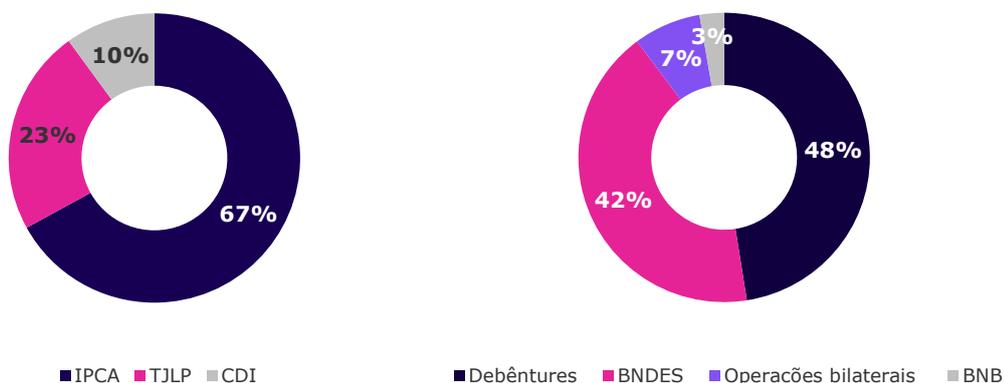
O saldo de caixa, equivalentes e aplicações financeiras ao final do 3T23 totalizou R\$ 4,9 bilhões, um aumento de R\$ 1,9 bilhão em relação aos R\$ 3,0 bilhões no 3T22, refletindo o recebimento da securitização da indenização da UHE Três Irmãos no valor de R\$ 4,2 bilhões ocorrido no 2T23.

Ao final do 3T23, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 1,3 bilhão, com prazo médio de 6,9 anos, custo médio pré-fixado da carteira de 10,5% a.a. (IPCA + 4,7% a.a. ou CDI -0,9% a.a.), e alavancagem de 0,7x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado em relação a 2,0x no 3T22.

**Gráfico 30 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)**



### Gráfico 31 – Perfil da Dívida Bruta (%)



Os quadros com o detalhamento do endividamento e da composição da carteira de dívida da Companhia estão disponíveis na seção “Anexos” desse documento, bem como os *ratings* de crédito da Companhia, de suas subsidiárias e de seus instrumentos de dívida.

## 3.7 Fluxo de Caixa Livre

Tabela 20 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	3T23	3T22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
EBITDA Ajustado	453,2	309,6	46,4%	1.285,4	1.101,7	16,7%
IR/CS Caixa	(608,2)	(7,2)	8.324,2%	(706,0)	(45,7)	1.444,9%
Capital de Giro e Outros	115,2	37,5	206,9%	172,4	(25,5)	N.M.
CAPEX <i>Sustaining</i>	(8,7)	(4,4)	99,4%	(17,8)	(7,9)	126,4%
<b>Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>(48,5)</b>	<b>335,6</b>	<b>N.M.</b>	<b>734,1</b>	<b>1.022,6</b>	<b>-28,2%</b>
Serviço da Dívida	(109,3)	(76,8)	42,3%	(264,6)	(211,7)	25,0%
<b>Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida</b>	<b>(157,9)</b>	<b>258,8</b>	<b>N.M.</b>	<b>469,5</b>	<b>810,9</b>	<b>-42,1%</b>
CAPEX Projetos	(654,4)	(431,0)	51,8%	(1.452,8)	(1.412,8)	2,8%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(14,9)	(20,4)	-26,8%	(96,0)	(85,3)	12,5%
Captações	-	159,0	N.M.	728,6	902,9	-19,3%
Amortizações	(553,4)	(27,0)	1.951,2%	(640,7)	(81,7)	684,5%
Securitização	-	-	-	4.164,6	-	N.M.
Aumento de Capital Social	-	-	-	-	1.500,0	N.M.
Migração de benefícios pós-emprego (Planos de Contribuição Definida)	-	(306,0)	N.M.	-	(306,0)	N.M.
Dividendos	-	-	-	(1.499,8)	(100,0)	1.399,9%
<b>Fluxo de Caixa Livre</b>	<b>(1.380,6)</b>	<b>(366,7)</b>	<b>276,5%</b>	<b>1.673,4</b>	<b>1.228,1</b>	<b>36,3%</b>
Saldo de Caixa Inicial	6.285,3	3.347,7	87,8%	3.231,3	1.752,9	84,3%
Saldo de Caixa Final	4.904,7	2.981,0	64,5%	4.904,7	2.981,0	64,5%
Fundo Liquidez - Conta Reserva	176,8	121,8	45,1%	176,8	121,8	45,1%
<b>Saldo de Caixa Final + Conta Reserva</b>	<b>5.081,5</b>	<b>3.102,8</b>	<b>63,8%</b>	<b>5.081,5</b>	<b>3.102,8</b>	<b>63,8%</b>

A variação no fluxo de caixa livre entre o 3T23 e o 3T22 é explicada, principalmente, por:

- (a) Capital de Giro e Outros:** aumento de R\$ 77,7 milhões no trimestre (R\$ 115,2 milhões no 3T23 vs. R\$ 37,5 milhões no 3T22), explicado principalmente pelo aumento de R\$ 81,0 milhões na receita financeira em razão do maior saldo de caixa;
- (b) CAPEX de Projetos:** desembolso de R\$ 654,4 milhões no 3T23, principalmente em virtude da evolução das instalações nos projetos Sol de Jaíba e Sol do Piauí;
- (c) IR/CS Caixa:** desembolso de R\$ 608,2 milhões no 3T23, em virtude da tributação sobre a atualização do ganho referente à indenização da UHE Três Irmãos (R\$ 578 milhões), conforme citado nas seções anteriores, além do aumento da margem da comercializadora (R\$ 18 milhões) e da entrada em operação dos parques eólicos (R\$ 7 milhões);
- (d) Amortizações:** desembolso de R\$ 553,4 milhões em amortização de principal no 3T23, principalmente em virtude do empréstimo sob a Lei nº 4131/1962 liquidado antecipadamente no 3T23.

## 4. Contencioso Passivo

Alinhada às melhores práticas de mercado, a divulgação do contencioso passivo da Auren engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda seja provável e/ou possível.

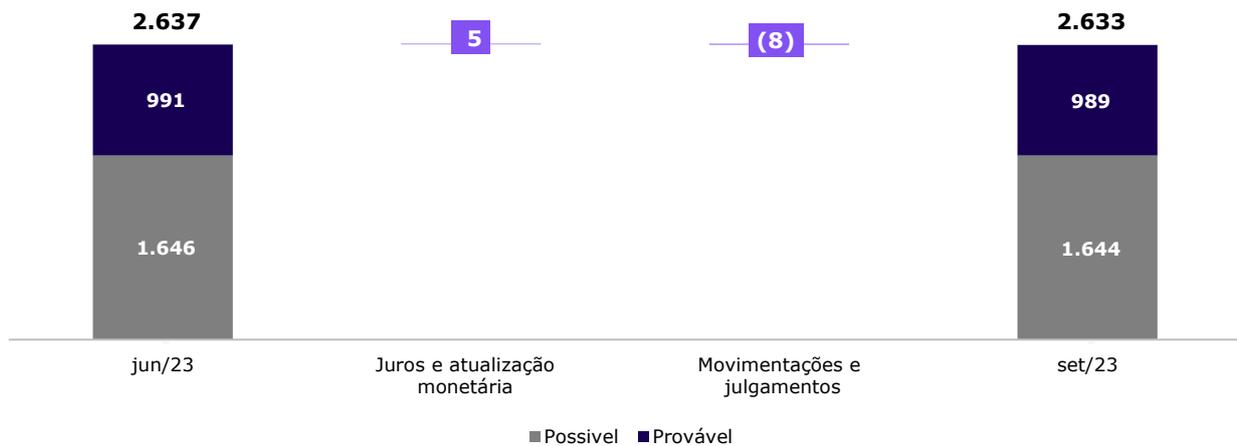
Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 989 milhões com probabilidade de perda estimada como provável e o montante de R\$ 1.644 milhões classificado com probabilidade de perda estimada como possível.

Do 2T23 para o 3T23, houve uma redução de R\$ 1,1 milhão do contencioso passivo provável, resultante de acordos, encerramento de ações de forma favorável à Companhia e de adequações de estimativa e prognóstico dos casos, conforme evolução processual. A redução do R\$ 1,4 milhão restante se deu na linha do contencioso passivo possível.

**Gráfico 32 - Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)**



**Gráfico 33 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo <sup>29</sup> (R\$ milhões)**



A Companhia reforça que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, dado que sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.

<sup>29</sup> O valor apresentado contempla a carteira de ações judiciais combinada das empresas após o processo de reorganização societária. O número apresentado no 3T22 era proforma, dado que havia no total divulgado uma expectativa de baixa de processo em out/22, que se concretizou neste período.

## 5. Temas Regulatórios

### 5.1 ANEEL aprova regras de apuração do *constrained-off* de usinas solares fotovoltaicas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em setembro a Resolução Normativa nº 1.073/2023, que estabelece os procedimentos e os critérios para apuração e pagamento de restrições da operação de usinas solares fotovoltaicas por *constrained-off*.

O conceito de *constrained-off* é definido como a redução da geração de energia de uma ou mais usinas, determinada pelo ONS, cujo motivo é exógeno e alheio à gestão de empreendedor, tais como indisponibilidades nas linhas de transmissão, limites da capacidade de escoamento da rede ou excesso de geração frente a demanda de energia.

A regulamentação do tema é relevante pois garante o ressarcimento aos agentes afetados por esses cortes, sejam os próprios geradores ou mesmo os consumidores livres e regulados.

Para fins de ressarcimento serão considerados apenas os cortes de geração classificados pelo ONS como de razão de indisponibilidade externa, ou seja, motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão ou de distribuição. Assim, os cortes classificados como de razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, em situações de redução de geração devido ao atingimento de limite de linhas de transmissão e os cortes classificados como de razão energética, em situações em que há impossibilidade de alocação de geração na carga não serão passíveis de ressarcimento.

Além disso, apenas os eventos de restrição que ultrapassarem a franquia anual de horas de 30 horas e 30 minutos serão ressarcidos. Esse limite é a indisponibilidade média apurada nas funções de transmissão do sistema e a agência reguladora considera que indisponibilidades até esses valores são riscos inerentes ao negócio de geração de energia e não devem ser ressarcidos.

Sobre o ressarcimento, ele será coberto pelo Encargos de Serviço de Sistema (ESS) e o montante de energia frustrada será valorado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do submercado no período da restrição, sendo aplicado tanto ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) como ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Para a quantidade de energia não produzida devido ao evento de *constrained-off* e que foi comercializada via Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), o pagamento se dará diretamente às distribuidoras supridas pelos respectivos contratos. Já para a energia comercializada via Contrato de Energia de Reserva (CER), o pagamento será aportado na Conta de Energia de Reserva (CONER), conta gerida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é responsável pela

arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER). Por fim, para a parcela de energia comercializada diretamente no ACL, o pagamento se dará diretamente ao gerador.

Para os eventos de *constrained-off* ocorridos antes da publicação desse normativo, será passível de ressarcimento apenas a parcela de energia associada aos Contratos no ACR e que tenham protocolo de pedido de ressarcimento na ANEEL.

Ressalta-se que as regras aprovadas para a fonte solar embasam-se na regulamentação do *constrained-off* para a fonte eólica, previstas em Resolução Normativa nº 1.030, de julho de 2022.

A operacionalização do normativo e o efetivo ressarcimento da energia frustrada aos agentes afetados dependem agora da edição das Regras de Comercialização da CCEE sobre o tema, discutidas no âmbito da Consulta Pública nº 22/2022.

## **5.2 Monitoramento de Mercado**

A diretoria da ANEEL aprovou o processo de monitoramento prudencial do mercado de energia elétrica com o objetivo de garantir maior segurança comercial e financeira nas operações ao identificar alavancagem de agentes setoriais em patamares superiores aos níveis de risco suportáveis. O tema foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.072/2023, de 29 de agosto de 2023, precedida de ampla discussão com o mercado por meio da Consulta Pública nº 11/2022 que teve duas fases de contribuições, sendo uma de abril a maio de 2022 e outra de fevereiro a abril de 2023.

Está previsto na Resolução um período de teste, denominado período sombra de monitoramento do mercado e do Manual Algébrico do Monitoramento Prudencial produzido pela CCEE. O período sombra, que terá início em 01 de novembro de 2023 e previsão de término em 12 meses, visa testar os parâmetros, a metodologia e o limite de alavancagem dos agentes. O fator de alavancagem será a medida utilizada para avaliar a capacidade financeira das empresas em arcar com os riscos de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP), que possuem exposição à volatilidade do PLD e são assumidos pelas empresas.

Os agentes deverão enviar periodicamente à CCEE informações sobre o patrimônio, os ativos líquidos, a exposição futura e os dados de compra e venda de energia para o cálculo do fator de alavancagem (FA).

A CCEE divulgará uma curva de preços futuros para cálculo das exposições, através do mecanismo de marcação a mercado, e disponibilizará um sistema que será utilizado pelos agentes para o cálculo do seu fator de alavancagem. Esse sistema tem como base a tecnologia da computação confidencial, através de dados criptografados, de modo a garantir integridade e confidencialidade das informações enviadas.



De forma mais detalhada, as informações para o cálculo que deverão ser enviadas à CCEE terão frequência semanal para os agentes geradores e comercializadores e mensal para os consumidores, quais sejam:

- I. Total de contratos de compra consolidados, em Reais e MW médios, em base mensal, para o mês de apuração e para o horizonte dos próximos seis meses, por tipo de contrato (preço fixo, preço variável e derivativos), por tipo de energia e por submercado;
- II. Total de contratos de venda consolidados, em Reais e MW médios, em base mensal, para o mês de apuração e para o horizonte dos próximos seis meses, por tipo de contrato (preço fixo, preço variável e derivativos), por tipo de energia e por submercado;
- III. Previsão de geração em MW médios, em base mensal, para o mês de apuração e para o horizonte dos próximos seis meses, por tipo de energia e por submercado;
- IV. Previsão de consumo em MW médios, em base mensal, para o mês de apuração e para o horizonte dos próximos seis meses, por tipo de energia e por submercado;
- V. Exposição das cinco maiores contrapartes, de forma individual, considerando as próximas três contabilizações do mercado de curto prazo;
- VI. Receita decorrente de contratações do mercado regulado (CCEAR-D, CER, Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN) e de Itaipu), em base mensal, para o mês atual e para o horizonte dos próximos seis meses;
- VII. Patrimônio Líquido, excluindo elementos de baixa liquidez.

Os resultados da operação serão divulgados pelos agentes e pela CCEE, conforme estabelecido no regulamento. Embora seja um período de teste com parâmetros em avaliação e que poderão ser alterados quando a regulamentação definitiva for concluída, a divulgação dos fatores já nessa fase busca a criação de uma curva de aprendizado do mercado sobre a forma adequada de interpretação do Fator de Alavancagem e suas aplicações, a exemplo de análises de crédito.

Após os 12 meses de teste, a CCEE deverá enviar à ANEEL estudos e avaliações para fins de estabelecimento dos parâmetros necessários ao Monitoramento Prudencial, bem como estudos que abordem a possibilidade de simplificação do processo e do tratamento diferenciado por tipo e porte de agente. Somente após a ANEEL analisar os resultados dos estudos será publicada a Resolução Normativa definitiva sobre o tema.

Esse tema é de suma relevância para o mercado de energia e será essencial para o funcionamento adequado do setor elétrico brasileiro, principalmente no que tange à ampliação e ao desenvolvimento consistente do mercado de comercialização de energia.

### 5.3 Evolução dos custos de transmissão com a alteração da metodologia de cálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Conforme divulgado no *release* do 2T23, na seção de Temas Regulatórios que destacou a atuação legislativa (via Projeto de Lei PDL nº365/2022) para sustar normativos da ANEEL, em 2022 foram publicadas a Resolução Normativa 1.024/2022 e a Resolução Normativa 1.041/2022, alterando a metodologia de cálculo das Tarifas do Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

A primeira, a Resolução Normativa 1.024/2022, eliminou a possibilidade de estabilização das TUSTs, respeitando, contudo, os períodos de estabilização vigentes até a seu encerramento. A Resolução Normativa 1.041/2022 trouxe alterações no sinal locacional, procurando alocar maiores custos de transmissão aos usuários que mais oneram esse serviço de transmissão. Um período de transição de cinco anos foi estabelecido para a completa implementação da nova metodologia, por meio da ponderação entre as tarifas calculadas a partir da aplicação da antiga e da nova metodologia, conforme percentuais apresentados na tabela a seguir.

**Tabela 21 – Período de transição das metodologias de sinal locacional**

Ciclo Tarifário	Sinal Locacional Metodologia Anterior	Sinal Locacional Metodologia Nova
2022-2023	100%	0%
2023-2024	90%	10%
2024-2025	80%	20%
2025-2026	70%	30%
2026-2027	60%	40%
2027-2028	50%	50%

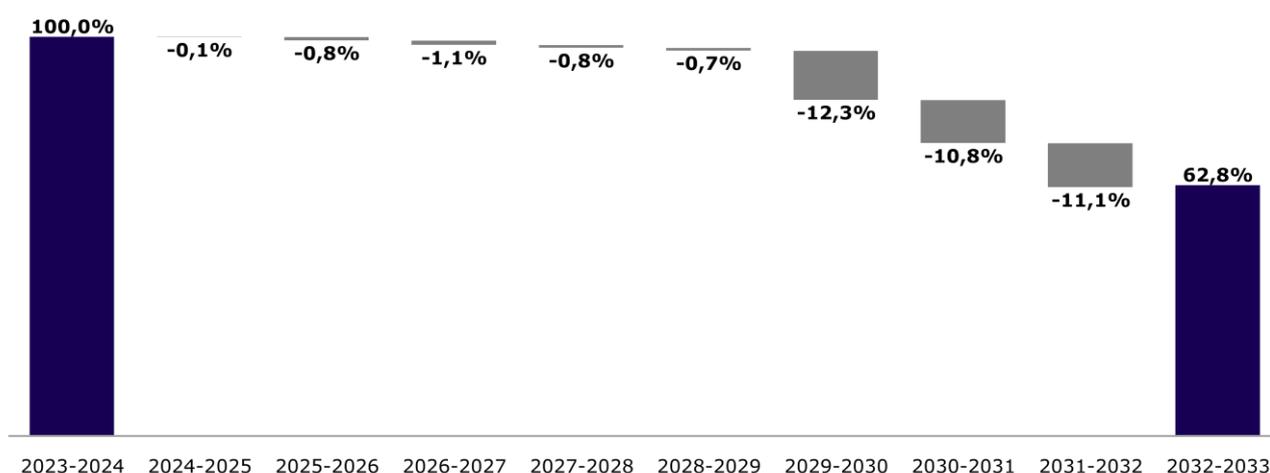
A tabela 22 apresenta o perfil de estabilização das tarifas de uso do sistema de transmissão dos ativos da Companhia, demonstrando que grande parte do seu portfólio possui tarifas estabilizadas.

**Tabela 22 – Perfil de estabilização do portfólio**

Usina	TUST Estabilizada	Período de Estabilização
UHE Porto Primavera	Sim	10 anos (jul/19 a jun/29)
UHE Campos Novos	Não	-
UHE Barra Grande	Não	-
UHE Machadinho	Não	-
Ventos do Araripe III	Sim	Por toda a outorga
Ventos do Piauí I	Sim	Por toda a outorga
Ventos do Piauí II	Sim	10 anos (jul/22 a jun/32)
Ventos do Piauí III	Sim	10 anos (jul/22 a jun/32)

O Gráfico 34 apresenta a expectativa de redução dos custos de transmissão da Companhia ao longo dos próximos 10 anos, assumindo como base o ciclo tarifário 2023-2024. O término do período de estabilização das tarifas da UHE Porto Primavera poderá contribuir com uma redução de cerca de 11% dos custos ao longo dos três ciclos subsequentes, alcançando uma redução total no ciclo 2032/2033 de cerca de 37%. A redução parcial ocorre devido à existência de uma regra de transição para o término dos períodos de estabilização.

**Gráfico 34 – Expectativa de redução dos custos de transmissão da Companhia**



#### **5.4 Revogação dos montantes de garantia física de geradores eólicos estabelecidos na revisão ordinária realizada em 2022 para vigência a partir de 2023**

A Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria nº 2.634 SNTEP/MME publicada em 19 de outubro de 2023, revogou os montantes de garantia física (GF) de geradores eólicos, que foram estabelecidos após a condução do processo de revisão anual realizada em 2022 (os montantes revisados, foram publicados por meio da Portaria nº 1.851 SPE/MME de 15 de dezembro de 2022).

Conforme disposto no art. 6º da Portaria MME 416/2015, que estabeleceu os procedimentos e as metodologias de cálculo para essa revisão, os efeitos referentes às indisponibilidades decorrentes de restrições sistêmicas ou de causas de terceiros, devidamente reconhecidos pela ANEEL, deveriam ser excluídos na apuração da geração média.

A Companhia teve reestabelecido um montante total de 27,4 MW médios de garantia física, referentes a dez parques eólicos pertencentes ao complexo Ventos do Araripe III, com vigência a partir da data de publicação da portaria não afetando os resultados deste trimestre.

**Tabela 23 – Comparação entre a garantia física (GF) vigente e revisada dos ativos eólicos**

<b>Usina eólica</b>	<b>Participação Auren</b>	<b>GF vigente 2023 (MW médio)</b>	<b>GF ajustada PRT 1851 (MW médio)</b>	<b>Variação (MW médio)</b>	<b>Variação (%)</b>	<b>Participação Auren (MW médio)</b>
Ventos do Araripe III	100%	151,1	178,5	+27,4	+15,4%	+27,4

## 6. Informações Importantes

### 6.1 Segmentação dos Resultados

A segmentação dos resultados reflete:

- **Geração Hidrelétrica:** segmento composto pelas empresas CESP Geradora e demais ativos hidrelétricos que a Auren possui participação indireta por meio das empresas CBA Energia (BAESA e ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I e II, Igarapava e Picada) e Pinheiro Machado (Machadinho), cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia;
- **Geração Eólica:** segmento composto pelos complexos eólicos de Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III;
- **Comercialização:** segmento composto pela Auren Comercializadora (antiga Votener) e CESP Comercializadora;
- **Holding e Pipeline:** segmento composto pelas despesas da estrutura corporativa da Companhia e demais projetos em fase de estruturação e construção, como os projetos Sol do Piauí e Sol de Jaíba.

Para baixar a planilha com os resultados segmentados, [clique aqui](#).

### 6.2 Operações Intercompany

As operações *intercompany* envolvendo as empresas da Auren estão concentradas essencialmente entre os segmentos de Geração Hidrelétrica (substancialmente na CESP Geradora) e Geração Eólica (usinas dos complexos Ventos do Araripe III e Ventos do Piauí I, II e III) com o segmento de Comercialização (Auren Comercializadora, antiga Votener, e CESP Comercializadora) e referem-se aos contratos de compra e venda de parte da energia gerada por essas empresas para comercialização no mercado livre.

Além disso, especificamente para o caso envolvendo a CESP Geradora e a CESP Comercializadora, existem transações de compra e venda com o propósito de gestão do balanço energético dos ativos hidrelétricos, visando mitigar os efeitos trazidos pelo deslocamento hidrelétrico (GSF) no resultado da Companhia.

As operações *intercompany* mencionadas são eliminadas (coluna de Eliminações da Demonstração do Resultado por Segmento, Anexos 01 e 02) para consolidação dos resultados da Auren Energia.

## ▪ Impactos das Operações *Intercompany* em 2022

As empresas Votorantim Energia e CESP, antes da formação da Auren, detinham individualmente contratos de compra e de venda de energia nas suas respectivas comercializadoras e ativos de geração. Ao longo do ano de 2022, a Auren reestruturou o segmento de Comercialização, com o objetivo de consolidar esses contratos na Auren Comercializadora. Nesse contexto, as seguintes iniciativas foram implementadas ao longo de 2022:

- Transferência da totalidade dos contratos de compra e de venda de energia futura com terceiros (exceto transações com restrições contratuais ou regulatórias) dos ativos de geração para a Auren Comercializadora;
- Criação de contratos *intercompany* de venda da energia excedente entre os segmentos de Geração e de Comercialização da Auren com o objetivo de equalizar o balanço energético da Companhia.

Essa consolidação trouxe oportunidades para simplificar a gestão desses contratos, segregando os perfis de risco e retorno dos negócios de Geração e Comercialização e capturar as sinergias relevantes na otimização desse portfólio.

Considerando que as políticas contábeis da Companhia, do ponto de vista de suas Demonstrações Financeiras Consolidadas, mantiveram-se as mesmas, essa consolidação de contratos não trouxe nenhum efeito no resultado consolidado, no qual os contratos de compra e venda de energia futura continuam sendo classificados conforme sua classificação original:

- Contratos de "*wholesale*": contratos classificados fora do alcance do CPC 48, uma vez que continuam mantidos para fins de recebimento ou entrega de item não financeiro, e não são marcados a mercado;
- Contratos de "*trading*": contratos classificados dentro do alcance do CPC 48, classificados como instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo na data em que o respectivo contrato é celebrado e são, subsequentemente, marcados a mercado ao seu valor justo.

### 6.3 Equivalência Patrimonial

Os resultados que compõem a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia.

As eliminações apresentadas no resultado consolidado, além das operações *intercompany* mencionadas no tópico anterior, incluem os resultados de cada uma das empresas que a Auren detém participação e que são consolidadas para fins das

demonstrações financeiras, como nos casos da CESP, Auren Comercializadora, empresas dos complexos eólicos Ventos do Araripe III e de Ventos do Piauí I, II e III e Sol de Jaíba, essencialmente.

As participações minoritárias detidas pela Auren nas empresas CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado e as participações da Auren Comercializadora nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia não são eliminadas para fins contábeis por não atenderem aos critérios de consolidação das suas participações.

**Figura 02 – Participações societárias indiretas da Companhia**



## 6.4 Projeto eólico Serra de Ibiapaba

O projeto eólico *greenfield* denominado Serra de Ibiapaba possui capacidade instalada estimada, pelo *layout target* atual, de 382 MW e está localizado nos municípios de Carnaubal e Guaraciaba do Norte, no estado do Ceará ("Projeto").

Por ocasião do anúncio da proposta de reorganização societária que resultou na formação da Auren, conforme divulgado pela CESP em Fato Relevante de 18 de outubro de 2021, informou-se que seria realizada a transferência do Projeto (que pertencia à VTRM (atual Auren), naquele momento) para uma *joint-venture* ("JV"), controlada pela Votorantim S.A. e o CPP Investments. No entanto, no 3T22, o Conselho de Administração da Auren, em comum acordo com as contrapartes da JV, decidiu pela rescisão do acordo que previa tal transferência, mantendo o Projeto na Auren.

Após a atualização da análise de viabilidade econômico-financeira do Projeto, o Conselho de Administração da Auren decidiu pela sua devolução ao desenvolvedor original, conforme previsto no contrato de compra e venda do Projeto. Desta forma, no 3T23 o Projeto deixou de integrar a carteira de projetos *greenfield* da Auren, sem qualquer custo ou ônus adicional à Companhia.

## 7. Anexos

### Anexo 01 - Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 3T23 vs. 3T22 – Visão Segmentada

R\$ mil	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	3T23	3T22	Var. %	3T23	3T22	Var. %	3T23	3T22	Var. %	3T23	3T22	Var. %	3T23	3T22	Var. %	3T23	3T22	Var. %
Receita bruta	1.842.232	1.756.361	4,9%	354.306	488.736	-27,5%	244.715	155.066	57,8%	1.375.628	1.330.231	3,4%	-	-	-	(132.417)	(217.672)	-39,2%
<b>Receita líquida</b>	<b>1.626.590</b>	<b>1.538.901</b>	<b>5,7%</b>	<b>304.341</b>	<b>424.630</b>	<b>-28,3%</b>	<b>235.847</b>	<b>148.984</b>	<b>58,3%</b>	<b>1.209.939</b>	<b>1.165.490</b>	<b>3,8%</b>	-	-	-	<b>(123.537)</b>	<b>(200.203)</b>	<b>-38,3%</b>
Custo com Compra de Energia Elétrica	(1.022.597)	(990.013)	3,3%	(17.751)	(93.706)	-81,1%	(5.614)	(1.521)	269,1%	(1.122.769)	(1.094.989)	2,5%	-	-	-	123.537	200.203	-38,3%
Encargos de uso da rede elétrica	(70.290)	(66.584)	5,6%	(56.484)	(56.137)	0,6%	(13.806)	(10.447)	32,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com operação	(51.092)	(51.758)	-1,3%	(10.825)	(19.020)	-43,1%	(40.267)	(32.738)	23,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(155.174)	(125.723)	23,4%	(96.841)	(94.570)	2,4%	(58.333)	(31.153)	87,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Lucro bruto</b>	<b>327.437</b>	<b>304.823</b>	<b>7,4%</b>	<b>122.440</b>	<b>161.197</b>	<b>-24,0%</b>	<b>117.827</b>	<b>73.125</b>	<b>61,1%</b>	<b>87.170</b>	<b>70.501</b>	<b>23,6%</b>	-	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(95.508)	(93.524)	2,1%	(22.881)	(24.958)	-8,3%	(4.275)	1.077	-496,9%	(30.562)	(30.894)	-1,1%	(37.790)	(38.749)	-2,5%	-	-	-
Depreciação, amortização	(14.469)	(15.154)	-4,5%	(661)	(1.101)	-40,0%	(1.582)	(2.625)	-39,7%	(798)	(442)	80,5%	(11.428)	(10.986)	4,0%	-	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(37.023)	166.216	-122,3%	(13.382)	29.342	-145,6%	1.430	(498)	-387,1%	(110.500)	478.371	-123,1%	1.747	(228)	-866,2%	83.682	(340.771)	-124,6%
<b>Lucro operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro</b>	<b>180.437</b>	<b>362.361</b>	<b>-50,2%</b>	<b>85.516</b>	<b>164.480</b>	<b>-48,0%</b>	<b>113.400</b>	<b>71.079</b>	<b>59,5%</b>	<b>(54.690)</b>	<b>517.536</b>	<b>-110,6%</b>	<b>(47.471)</b>	<b>(49.963)</b>	<b>-5,0%</b>	<b>83.682</b>	<b>(340.771)</b>	<b>-124,6%</b>
Equivalência patrimonial	45.027	31.824	41,5%	45.317	57.291	-20,9%	-	-	-	(290)	(1.233)	-76,5%	-	234.973	-100,0%	-	(259.207)	-100,0%
Resultado financeiro líquido	(120.128)	(53.053)	126,4%	(102.237)	(58.947)	73,4%	(28.233)	(24.048)	17,4%	9.671	(5.987)	-261,5%	671	35.929	-98,1%	-	-	-
<b>Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL</b>	<b>105.336</b>	<b>341.132</b>	<b>-69,1%</b>	<b>28.596</b>	<b>162.824</b>	<b>-82,4%</b>	<b>85.167</b>	<b>47.031</b>	<b>81,1%</b>	<b>(45.309)</b>	<b>510.316</b>	<b>-108,9%</b>	<b>(46.800)</b>	<b>220.939</b>	<b>-121,2%</b>	<b>83.682</b>	<b>(599.978)</b>	<b>-113,9%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(943.452)	(111.046)	749,6%	(908.482)	(38.831)	2239,6%	(18.870)	(16.868)	11,9%	7.506	(180.582)	-104,2%	(23.606)	9.373	-351,9%	-	115.862	-100,0%
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>(838.116)</b>	<b>230.086</b>	<b>-464,3%</b>	<b>(879.886)</b>	<b>123.993</b>	<b>-809,6%</b>	<b>66.297</b>	<b>30.163</b>	<b>119,8%</b>	<b>(37.803)</b>	<b>329.734</b>	<b>-111,5%</b>	<b>(70.406)</b>	<b>230.312</b>	<b>-130,6%</b>	<b>83.682</b>	<b>(484.116)</b>	<b>-117,3%</b>
Imposto de renda e contribuição social	943.452	111.046	749,6%	908.482	38.831	2239,6%	18.870	16.868	11,9%	(7.506)	180.582	-104,2%	23.606	(9.373)	-351,9%	-	(115.862)	-100,0%
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>105.336</b>	<b>341.132</b>	<b>-69,1%</b>	<b>28.596</b>	<b>162.824</b>	<b>-82,4%</b>	<b>85.167</b>	<b>47.031</b>	<b>81,1%</b>	<b>(45.309)</b>	<b>510.316</b>	<b>-108,9%</b>	<b>(46.800)</b>	<b>220.939</b>	<b>-121,2%</b>	<b>83.682</b>	<b>(599.978)</b>	<b>-113,9%</b>
Equivalência patrimonial	(45.027)	(31.824)	41,5%	(45.317)	(57.291)	-20,9%	-	-	-	290	1.233	-76,5%	-	(234.973)	-100,0%	-	259.207	-100,0%
Resultado financeiro líquido	120.128	53.053	126,4%	102.237	58.947	73,4%	28.233	24.048	17,4%	(9.671)	5.987	-261,5%	(671)	(35.929)	-98,1%	-	-	-
Depreciação, amortização	169.643	140.877	20,4%	97.502	95.671	1,9%	59.915	33.778	77,4%	798	442	80,5%	11.428	10.986	4,0%	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>350.080</b>	<b>503.238</b>	<b>-30,4%</b>	<b>183.018</b>	<b>260.151</b>	<b>-29,6%</b>	<b>173.315</b>	<b>104.857</b>	<b>65,3%</b>	<b>(53.892)</b>	<b>517.978</b>	<b>-110,4%</b>	<b>(36.043)</b>	<b>(38.977)</b>	<b>-7,5%</b>	<b>83.682</b>	<b>(340.771)</b>	<b>-124,6%</b>
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	12.564	(895)	-1503,8%	12.445	(895)	-1490,5%	-	-	-	119	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	64.806	15.714	312,4%	64.806	15.714	312,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos futuros de energia	25.745	(188.284)	-113,7%	-	-	-	-	-	-	109.427	(529.055)	-120,7%	-	-	-	(83.682)	340.771	-124,6%
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	(20.148)	-100,0%	-	(20.148)	-100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>453.195</b>	<b>309.625</b>	<b>46,4%</b>	<b>260.269</b>	<b>254.822</b>	<b>2,1%</b>	<b>173.315</b>	<b>104.857</b>	<b>65,3%</b>	<b>55.654</b>	<b>(11.077)</b>	<b>-602,4%</b>	<b>(36.043)</b>	<b>(38.977)</b>	<b>-7,5%</b>	-	-	-
Margem EBITDA Ajustado	28%	20%	8 p.p	86%	60%	26 p.p	73%	70%	3 p.p	5%	-1%	6 p.p	-	-	-	0%	-109%	109 p.p

## Anexo 02 – Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 9M23 vs. 9M22 – Visão Segmentada

R\$ mil	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	9M23	9M22	Var. %	9M23	9M22	Var. %	9M23	9M22	Var. %	9M23	9M22	Var. %	9M23	9M22	Var. %	9M23	9M22	Var. %
Receita bruta	5.086.614	4.831.831	5,3%	1.088.952	1.457.617	-25%	671.103	415.165	62%	3.723.192	3.487.241	7%	-	-	-	(396.633)	(528.192)	-25%
<b>Receita líquida</b>	<b>4.478.188</b>	<b>4.269.743</b>	<b>4,9%</b>	<b>935.111</b>	<b>1.269.003</b>	<b>-26%</b>	<b>644.595</b>	<b>398.752</b>	<b>62%</b>	<b>3.267.261</b>	<b>3.083.942</b>	<b>6%</b>	-	-	-	<b>(368.779)</b>	<b>(481.954)</b>	<b>-23%</b>
Custo com Compra de Energia Elétrica	(2.659.120)	(2.673.708)	-0,5%	(38.268)	(209.198)	-82%	(17.377)	(7.595)	129%	(2.972.254)	(2.938.869)	1%	-	-	-	368.779	481.954	-23%
Encargos de uso da rede elétrica	(206.662)	(177.616)	16,4%	(165.787)	(154.158)	8%	(40.875)	(23.458)	74%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com operação	(143.815)	(118.548)	21,3%	(33.717)	(42.917)	-21%	(110.098)	(75.596)	46%	-	(35)	-100%	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização cus	(466.226)	(402.433)	15,9%	(290.799)	(304.050)	-4%	(175.427)	(98.383)	78%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Lucro bruto</b>	<b>1.002.365</b>	<b>897.438</b>	<b>11,7%</b>	<b>406.540</b>	<b>558.680</b>	<b>-27%</b>	<b>300.818</b>	<b>193.720</b>	<b>55%</b>	<b>295.007</b>	<b>145.038</b>	<b>103%</b>	-	-	-	-	-	-
Despesas gerais e administrativas	(276.394)	(261.647)	5,6%	(57.343)	(77.509)	-26%	(11.629)	(2.478)	369%	(96.991)	(84.996)	14%	(110.431)	(96.664)	14%	-	-	-
Depreciação, amortização	(41.410)	(40.898)	1,3%	(1.992)	(3.772)	-47%	(4.702)	(2.735)	72%	(2.131)	(1.472)	45%	(32.585)	(32.919)	-1%	-	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	67.675	65.730	3,0%	146.465	(46.686)	-414%	(720)	(1.182)	-39%	(129.942)	457.688	-128%	(1.036)	(3.319)	-69%	52.908	(340.771)	-116%
<b>Lucro operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro</b>	<b>752.236</b>	<b>660.623</b>	<b>13,9%</b>	<b>493.670</b>	<b>430.713</b>	<b>15%</b>	<b>283.767</b>	<b>187.325</b>	<b>51%</b>	<b>65.943</b>	<b>516.258</b>	<b>-87%</b>	<b>(144.052)</b>	<b>(132.902)</b>	<b>8%</b>	<b>52.908</b>	<b>(340.771)</b>	<b>-116%</b>
Equivalência patrimonial	63.369	86.343	-26,6%	63.519	122.061	-48%	-	-	-	(150)	(2.148)	-93%	-	210.001	-100%	-	(243.571)	-100%
Resultado financeiro líquido	(161.766)	(406.954)	-60,2%	(34.169)	(345.766)	-90%	(189.696)	(110.952)	71%	25.608	(23.923)	-207%	36.491	73.687	-50%	-	-	-
<b>Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL</b>	<b>653.839</b>	<b>340.012</b>	<b>92,3%</b>	<b>523.020</b>	<b>207.008</b>	<b>153%</b>	<b>94.071</b>	<b>76.373</b>	<b>23%</b>	<b>91.401</b>	<b>490.187</b>	<b>-81%</b>	<b>(107.561)</b>	<b>150.786</b>	<b>-171%</b>	<b>52.908</b>	<b>(584.342)</b>	<b>-109%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(1.079.121)	(117.430)	818,9%	(985.701)	(36.410)	2607%	(50.983)	(39.859)	28%	(43.033)	(176.733)	-76%	596	19.710	-97%	-	115.862	-100%
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>(425.282)</b>	<b>222.582</b>	<b>-291,1%</b>	<b>(462.681)</b>	<b>170.598</b>	<b>-371%</b>	<b>43.088</b>	<b>36.514</b>	<b>18%</b>	<b>48.368</b>	<b>313.454</b>	<b>-85%</b>	<b>(106.965)</b>	<b>170.496</b>	<b>-163%</b>	<b>52.908</b>	<b>(468.480)</b>	<b>-111%</b>
Imposto de renda e contribuição social	1.079.121	117.430	818,9%	985.701	36.410	2607%	50.983	39.859	28%	43.033	176.733	-76%	(596)	(19.710)	-97%	-	(115.862)	-100%
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>653.839</b>	<b>340.012</b>	<b>92,3%</b>	<b>523.020</b>	<b>207.008</b>	<b>153%</b>	<b>94.071</b>	<b>76.373</b>	<b>23%</b>	<b>91.401</b>	<b>490.187</b>	<b>-81%</b>	<b>(107.561)</b>	<b>150.786</b>	<b>-171%</b>	<b>52.908</b>	<b>(584.342)</b>	<b>-109%</b>
Equivalência patrimonial	(63.369)	(86.343)	-26,6%	(63.519)	(122.061)	-48%	-	-	-	150	2.148	-93%	-	(210.001)	-100%	-	243.571	-100%
Resultado financeiro líquido	161.766	406.954	-60,2%	34.169	345.766	-90%	189.696	110.952	71%	(25.608)	23.923	-207%	(36.491)	(73.687)	-50%	-	-	-
Depreciação, amortização	507.636	443.331	14,5%	292.791	307.822	-5%	180.129	101.118	78%	2.131	1.472	45%	32.585	32.919	-1%	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>1.259.872</b>	<b>1.103.954</b>	<b>14,1%</b>	<b>786.461</b>	<b>738.535</b>	<b>6%</b>	<b>463.896</b>	<b>288.443</b>	<b>61%</b>	<b>68.074</b>	<b>517.730</b>	<b>-87%</b>	<b>(111.467)</b>	<b>(99.983)</b>	<b>11%</b>	<b>52.908</b>	<b>(340.771)</b>	<b>-116%</b>
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	(143.605)	79.695	-280,2%	(143.724)	79.695	-280%	-	-	-	119	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos recebidos	92.207	107.413	-14,2%	92.207	107.413	-14%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contratos futuros de energia	76.972	(169.201)	-145,5%	-	-	-	-	-	-	129.880	(509.972)	-125%	-	-	-	(52.908)	340.771	-116%
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	(20.148)	-100,0%	-	(20.148)	-100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.285.446</b>	<b>1.101.713</b>	<b>16,7%</b>	<b>734.944</b>	<b>905.495</b>	<b>-19%</b>	<b>463.896</b>	<b>288.443</b>	<b>61%</b>	<b>198.073</b>	<b>7.758</b>	<b>2453%</b>	<b>(111.467)</b>	<b>(99.983)</b>	<b>11%</b>	-	-	-
Margem EBITDA Ajustado	29%	26%	3 p.p.	79%	71%	8 p.p.	72%	72%	0 p.p.	6%	0%	6 p.p.	-	-	-	-	-	-

## Anexo 03 - Características da Dívida Bruta

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Prazo Médio	Amortização	Vencimento
<b>Auren</b>	<b>381,3</b>					
1ª Debênture	381,3	CDI	1,48%	1,3	Bullet	dez/24
<b>CESP</b>	<b>2085,7</b>					
11ª Debênture	233,3	CDI	1,64%	1,3	Anual a partir de dez/22	dez/25
12ª Debenture	1852,3	IPCA	4,30%	5,9	Anual a partir de ago/28	ago/30
<b>Ventos de Piauí I</b>	<b>721,4</b>					
BNDES	580,9	TJLP	2,16%	5,4	Mensal a partir de jul/18	jun/34
1ª Debênture	140,5	IPCA	5,47%	0,8	Bullet	jun/24
<b>Ventos de Piauí II e III</b>	<b>1754,5</b>					
BNDES	1754,5	IPCA	4,56%	10,8	Mensal a partir de dez/22	mar/45
<b>Ventos do Araripe III</b>	<b>1015,8</b>					
Repasse	377,3	TJLP	3,15%	3,4	Mensal a partir de fev/18	dez/29
BNDES	447,6	TJLP	2,49%	7,6	Mensal a partir de fev/18	jun/35
1ª Debênture	190,9	IPCA	6,99%	6,0	Semestral a partir de jul/18	jul/32
<b>Sol de Jaíba</b>	<b>187,2</b>					
BNB	187,2	IPCA	5,27%	15,3	Mensal a partir de out/24	set/46
<b>Total</b>	<b>6145,8</b>			<b>6,9</b>		

## Anexo 04 – Dívida Líquida e Alavancagem Financeira

A partir do 1T23, a Companhia adotou o seguinte critério de cálculo da Dívida Líquida: Dívida Bruta incorporando-se (i) o valor justo dos Derivativos (ativo e passivo) e (ii) Arrendamentos enquadrados de acordo com a norma CPC-06/IFRS16-Arrendamentos, deduzida das Disponibilidades (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações financeiras). Dessa forma, rerepresentamos abaixo o endividamento histórico, para fins de comparabilidade:

R\$ milhões	1T22	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23
Curto-Prazo	204,4	226,9	236,6	276,6	285,5	952,7	434,8
Longo-Prazo	4.623,9	5.358,7	5.492,2	5.553,6	5.835,2	5.728,7	5.711,0
<b>Dívida Bruta</b>	<b>4.828,3</b>	<b>5.585,6</b>	<b>5.728,8</b>	<b>5.830,2</b>	<b>6.120,8</b>	<b>6.681,3</b>	<b>6.145,8</b>
Instrumentos Financeiros Derivativos	(0,0)	(0,1)	0,1	(0,8)	(1,6)	14,1	0,1
Arrendamentos	6,8	5,6	80,7	44,3	45,4	46,0	66,8
<b>Total Dívida Bruta</b>	<b>4.835,0</b>	<b>5.591,1</b>	<b>5.809,5</b>	<b>5.873,7</b>	<b>6.164,5</b>	<b>6.741,4</b>	<b>6.212,8</b>
Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras	3.173,8	3.347,7	2.981,0	3.231,3	3.402,7	6.285,3	4.904,7
<b>Dívida Líquida</b>	<b>1.661,2</b>	<b>2.243,5</b>	<b>2.828,6</b>	<b>2.642,4</b>	<b>2.761,8</b>	<b>456,1</b>	<b>1.308,1</b>
<b>Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (12M))</b>	<b>1,5x</b>	<b>1,8x</b>	<b>2,0x</b>	<b>1,6x</b>	<b>1,6x</b>	<b>0,3x</b>	<b>0,7x</b>

## Anexo 05 – Ratings de Crédito

	Agência	Rating	Outlook	Última Revisão
<b>Auren – Corporativo</b>	Fitch Ratings	BB+   BBB-   AAA(bra)	Estável	out/23
<b>CESP – Corporativo</b>	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	out/23
<b>CESP – 12ª Debênture</b>	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	out/23
<b>CESP – Corporativo</b>	Standard & Poor's	BB-   BB-   AAA(bra)	Positivo	jun/23
<b>Ventos do Piauí I</b>	Fitch Ratings	AAA(bra)	Estável	mar/23
<b>Ventos do Araripe III</b>	Fitch Ratings	AA(bra)	Positivo	set/23

## Anexo 06 - Portfólio de Ativos em Operação

Ativo <sup>(1)</sup>	Fonte	Capacidade Instalada <sup>(2)</sup> (MW)	Garantia Física <sup>(2)</sup> (MW médio)	Participação Econômica Indireta <sup>(3)</sup>
Porto Primavera	Hidrelétrica	1.540,0	886,8	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidrelétrica	71,2	36,7	10,3%
Campos Novos (ENERCAN) <sup>(4)</sup>	Hidrelétrica	153,9	66,9	17,5%
Campos Novos (ENERCAN) <sup>(5)</sup>	Hidrelétrica	141,1	61,2	16,0%
Amador Aguiar I e II	Hidrelétrica	40,6	24,5	9,0%
Igarapava	Hidrelétrica	35,9	21,8	17,1%
Picada	Hidrelétrica	35,7	21,1	71,4%
Machadinho	Hidrelétrica	38,4	15,9	3,4%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	151,1	100%
Ventos do Piauí I	Eólica	205,8	106,3	100,0%
Ventos do Piauí II	Eólica	211,5	105,7	100,0%
Ventos do Piauí III	Eólica	207,0	100,6	100,0%
<b>Total</b>		<b>3.029,6</b>	<b>1.596,6</b>	

<sup>(1)</sup> Inclui ativo em que a Companhia possui investimentos: CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado;

<sup>(2)</sup> Capacidade instalada proporcional à participação econômica indireta da Companhia nos ativos;

<sup>(3)</sup> Participação econômica indireta da Auren nos ativos representa percentual de dividendos recebidos pela Auren da CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado. As ações preferenciais da Auren recebem um dividendo diferenciado de 68,8% dos dividendos pagos pela CBA Energia, 71,4% dos dividendos pagos pela Pollarix e 60% dos dividendos pagos pela Pinheiro Machado;

<sup>(4)</sup> Holding CBA Energia;

<sup>(5)</sup> Holding Pollarix.

## Anexo 07 - Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MWac)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Sol do Piauí	Híbrida	48,0	12,7	100,0%
Sol de Jaíba	Fotovoltaica	500,0	154,2	100,0%
<b>Total</b>		<b>548,0</b>	<b>166,9</b>	

## Anexo 08 – Pipeline de Ativos

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Hélio	Fotovoltaica	1.210,0	355,3	100,0%
Corumbá	Hidrelétrica	81,6	51,5	51,0%
<b>Total</b>		<b>1.291,6</b>	<b>406,8</b>	