

Release de Resultados
4T23

Fevereiro 2024

Webcast

08 de fevereiro de 2024 (em português com tradução simultânea para o inglês)
11:00 hrs (Brasília) | 09:00 hrs (Nova Iorque) | 14:00 hrs (Londres)

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

Apresentação de Resultados disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

Mario Bertoncini (VP de Finanças e DRI)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

ri@arenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

Em 29 de dezembro de 2023:

- **AURE3:** R\$ 13,31
- **Valor de Mercado:** R\$ 13,3 bilhões

 auren

Sumário

<i>Webcast</i>	2
Sumário.....	3
Destaques 4T23 e 2023	4
Carta da Administração.....	5
1. Desempenho Operacional.....	7
2. Desempenho Comercial.....	27
3. Desempenho Financeiro.....	35
4. Evento Subsequente	50
5. Contencioso Passivo	51
6. Plano de Pensão – Vivest.....	53
7. Temas Regulatórios.....	56
8. Informações Importantes.....	60
9. Anexos	63

Destaques 4T23 e 2023

R\$ milhões	4T23	4T22	Var.	2023	2022 ^(a)	Var.
Receita Líquida	1.703,7	1.484,9	14,7%	6.181,9	5.754,6	7,4%
EBITDA	418,0	760,8	-45,1%	1.677,9	1.864,7	-10,0%
EBITDA Ajustado^(b)	508,1	533,9	-4,8%	1.793,5	1.635,7	9,7%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	29,8%	36,0%	-6,2 p.p.	29,0%	28,4%	0,6 p.p.
Hidrelétrica	368,3	381,9	-3,5%	1.103,3	1.287,4	-14,3%
Eólica	156,2	186,8	-16,4%	620,1	475,3	30,5%
Comercialização	25,1	0,3	N.M.	223,2	8,1	2.663,0%
<i> Holding</i>	(41,6)	(35,1)	18,6%	(153,1)	(135,0)	13,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	107,6	2.453,1	-95,6%	(317,7)	2.675,7	N.M.
Fluxo de Caixa Operacional^(c)	354,1	466,0	-24,0%	1.118,9	1.488,6	-24,8%
Fluxo de Caixa Livre	(1.666,3)	250,3	N.M.	7,1	1.478,4	-99,5%
Dívida Líquida^(d)	3.180,2	2.643,4	20,3%	3.180,2	2.643,4	20,3%
Alavancagem^(e)	1,8x	1,8x	-	1,8x	1,8x	-

^(a) 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;

^(b) 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;

^(c) Fluxo de Caixa Operacional, após serviço da dívida;

^(d) 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;

^(e) Dívida Líquida / EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses.

- **Aumento de 19,4% na geração hidrelétrica** em relação ao 4T22, em virtude da melhor disponibilidade hídrica no período, consistente com o aumento de 19,6% em 2023 em relação a 2022;
- **Aumento de 16,1% na geração eólica consolidada no 4T23**, em decorrência da entrada em operação do complexo eólico Ventos do Piauí II e III ao final de 2022;
- **Crescimento de 7,4% na Receita Líquida e 9,7% no EBITDA Ajustado** em 2023, com Margem EBITDA Ajustada de 29,0%, principalmente em função do **aumento no volume de comercialização de energia e da melhora do resultado das operações de trading**, além da entrada em operação dos parques eólicos Ventos do Piauí II e III ao final de 2022. **No 4T23, o EBITDA Ajustado cresceu 15,3% em relação ao 4T22** expurgando o evento extraordinário de ressarcimento de seguro recebido no 4T22;
- **Resultado Líquido em 2023 fortemente impactado pela contabilização de despesas com os impostos IR/CSLL de R\$ 912,4 milhões e PIS/COFINS de R\$ 124,8 milhões sobre o ganho com a indenização da UHE Três Irmãos**, cuja receita vinculada à atualização monetária foi contabilizada no ano anterior;
- **Conclusão da construção da UFV Sol do Piauí**, projeto híbrido que iniciou sua operação em teste em novembro de 2023 e **evolução da construção do projeto solar Sol de Jaíba** conforme planejada, com os primeiros 101 MWp em operação iniciada em janeiro de 2024;
- **Pagamento de dividendos** extraordinários de R\$ 1,5 bilhão no 4T23, **totalizando R\$ 3,0 bilhões pagos em 2023**, com *dividend yield* de mais de 20%;
- **Alavancagem de 1,8x no 4T23**, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, e manutenção de **sólida posição de caixa** de R\$ 3,2 bilhões.

Carta da Administração

Em 2023 prosseguimos em nossa jornada de consolidação como uma das empresas de referência em geração renovável e comercialização de energia no Brasil. Este ano marcou uma série de conquistas significativas para a Auren, evidenciando a consistência de nossa estratégia, a robustez de nossos ativos, nossa sólida governança corporativa e o compromisso contínuo com resultados sustentáveis.

Ao longo do ano, o cenário hidrológico refletiu os efeitos climáticos do fenômeno El Niño. O nível dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo de 2023 manteve-se, em média, 15 p.p. acima do nível observado em 2022. O crescimento econômico e as altas temperaturas observadas ao longo do ano, influenciaram no consumo de energia resultando em um aumento de 5,5%, ou 4 GW médios, em relação ao valor verificado em 2022, com reflexos também no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), cujo valor médio foi R\$ 72/MWh no ano versus R\$ 59/MWh em 2022.

Como resultado da maior disponibilidade hídrica, a geração de energia da UHE Porto Primavera, em 2023, foi 19,6% superior ao ano anterior. Em relação aos ativos eólicos, a produção de energia totalizou 442,1 MW médios, superior em 2,8% à certificação no percentil 90 (P90), representando um crescimento de 31,5% em relação ao ano de 2022, explicado pela entrada em operação dos parques eólicos Ventos do Piauí II e III ao longo do ano anterior.

Ainda em relação ao portfólio de geração, celebramos, em novembro de 2023, o início das operações do projeto solar Sol do Piauí, que adicionou 58 MWp à capacidade instalada do portfólio da Auren. Este é o primeiro projeto solar autorizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a operar de forma associada compartilhando a infraestrutura do sistema de transmissão com um complexo eólico, neste caso, Ventos do Piauí I. A complementaridade da energia gerada pelas fontes solar e eólica garantem sinergia na operação e maior estabilidade na produção de energia beneficiando também o sistema elétrico nacional.

Seguimos avançando no desenvolvimento do projeto solar Sol de Jaíba, conforme cronograma e planejamento inicialmente estabelecidos, com a energização dos primeiros conjuntos de módulos fotovoltaicos iniciada em janeiro de 2024 somando 101 MWp à capacidade instalada já em operação. No total, o projeto agregará 630 MWp de capacidade instalada e 154 MW médios de garantia física à Companhia. A conclusão de Sol do Piauí e a evolução do projeto Sol de Jaíba reforçam o compromisso da Companhia com a expansão de uma matriz de geração renovável e diversificada.

Na frente de Comercialização, por sua vez, mantivemos a nossa posição de liderança em comercialização de energia ao longo de 2023, com 4,2 GW médios comercializados e uma carteira crescente de clientes. Fortalecemos também o nosso posicionamento sustentável com a evolução do segmento de comercialização de créditos de carbono, somando mais de 1,6 milhão de créditos vendidos, provenientes dos complexos eólicos

Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III, contribuímos com o mercado global através do mecanismo de compensação voluntária de emissão de gases de efeito estufa.

Adicionalmente, anunciamos, em dezembro, a assinatura de acordo com a Vivo (Telefônica Brasil) para a criação de uma *joint-venture* focada em comercialização varejista de energia, um importante avanço em nossa estratégia de expansão e preparação para a abertura do mercado livre de energia. Acreditamos que a *expertise* da Auren em geração e comercialização de energia, unida à capilaridade e à capacidade de distribuição em escala da Vivo alavancarão a *joint-venture*, cujo foco será o mercado varejista que abrange um potencial de cerca de 72 mil empresas entre fábricas, escritórios e estabelecimentos comerciais ligados à rede de média e alta tensão com demanda inferior a 500 kW.

Em relação ao desempenho financeiro, encerramos 2023 de forma exitosa, com crescimento de 7,4% na receita líquida, que totalizou R\$ 6,2 bilhões, e EBITDA Ajustado de R\$1,8 bilhão, um aumento de 9,7% em relação a 2022. Os bons resultados são explicados principalmente pela performance do segmento de Comercialização, com aumento significativo no volume de energia comercializada e melhora nas margens das operações de *trading*, e do segmento de Geração Eólica, com a entrada em operação dos parques Ventos do Piauí II e III ao final de 2022.

Nossa disciplina na condução dos negócios possibilitou a distribuição de R\$ 3,0 bilhões em dividendos aos nossos acionistas neste ano, mantendo, ainda, uma sólida posição de caixa de R\$ 3,2 bilhões e uma alavancagem financeira de 1,8x dívida líquida/EBITDA Ajustado ao final do ano. Dessa forma, encerramos 2023 com uma posição financeira confortável para a continuidade da avaliação de novas oportunidades de investimento, em linha com a nossa estratégia de crescimento e expansão nos segmentos de geração e comercialização de energia.

Prosseguimos na evolução de nossa agenda ESG (*Environmental, Social and Governance*), e passamos a integrar, em 2024, a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da bolsa de valores brasileira B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3), adicionalmente aos índices Índice de Carbono Eficiente (ICO2) e Índice de Diversidade (IDIVERSA), o que representa mais um importante reconhecimento das boas práticas da Auren nos pilares Pessoas, Planeta e Prosperidade.

Iniciamos o ano de 2024 com a mesma dedicação para inovar, com diligência e disciplina para novos investimentos. Agradecemos aos nossos acionistas, colaboradores, parceiros de negócios e demais *stakeholders* por apoiarem nossa jornada de crescimento em direção a um futuro mais limpo e sustentável.

Fabio Zanfelice
Diretor-Presidente

Mario Bertoncini
Vice-Presidente de Finanças e
Diretor de Relações com Investidores

1. Desempenho Operacional

Em dezembro de 2023, a capacidade instalada operacional da Auren totalizou 3.087 MW. Desse total, 2.057 MW correspondem à fonte hidrelétrica, incluindo 517 MW em ativos nos quais a Companhia possui participação minoritária relevante, 982 MW correspondem à fonte eólica e 48 MW correspondem à fonte solar, dada a entrada em operação de Sol do Piauí em novembro 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.

A produção de energia da UHE Porto Primavera atingiu 982,3 MW médios no 4T23, 19,4% superior ao 4T22 (822,6 MW médios), devido à priorização do despacho hidrelétrico em virtude do cenário hidrológico favorável e do elevado nível dos reservatórios do SIN. Além disso, cabe destacar a contribuição adicional para o aumento da geração hidrelétrica relacionada ao aumento do consumo de energia elétrica, no último trimestre do ano, associado às elevadas temperaturas.

Em relação à produção em 2023, a UHE Porto Primavera gerou 922,4 MW médios, que representa um valor 19,6% superior ao ano de 2022 (771,0 MW médios), devido à melhor disponibilidade hídrica registrada, em especial ao longo do primeiro semestre de 2023, que apresentou vazões acima das médias históricas em razão dos elevados níveis de precipitação observados.

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)					
			4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
UHE Porto Primavera	1.540,0	886,8	982,3	822,6	19,4%	922,4	771,0	19,6%

Tabela 02 – Evolução da vazão defluente da UHE Porto Primavera

Vazões Médias (m ³ /s)	4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Vazão Turbinada ¹	5.607	4.587	22,2%	5.325	4.267	24,8%
Vazão Vertida ²	6	4	N.M. ³	1.036	4	N.M. ³
Vazão Defluente Total ⁴	5.613	4.591	22,3%	6.361	4.271	48,9%

¹ Vazão turbinada: vazão que passa pelas turbinas da usina gerando energia elétrica;

² Vazão vertida: vazão que passa pelos órgãos extravasores da usina hidrelétrica não gerando energia, incluindo a vazão da escada de peixes;

³ N.M.: Não mensurável;

⁴ Vazão defluente: é a vazão total que passa pela usina, sendo o somatório da vazão turbinada e vazão vertida.

No 4T23, a vazão afluyente aos reservatórios do SIN, particularmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, foi inferior em 16 p.p. ao valor observado no 4T22, devido à menor incidência de chuvas no período. Apesar disso, o valor acumulado do ano de 2023 apresenta-se próximo à média histórica (93%) e superior em 11 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) ⁵		
	2023	2022	Var. (%)	2023	2022	Var. (pp)
Janeiro	77.841	71.611	9%	119%	109%	10
Fevereiro	73.925	77.964	-5%	105%	110%	-5
Março	71.117	52.859	34%	103%	77%	26
Abril	55.160	40.929	35%	101%	75%	26
Maio	36.569	26.928	36%	92%	68%	24
Junho	30.862	24.273	27%	95%	75%	20
Julho	22.870	16.847	36%	89%	66%	23
Agosto	18.510	16.060	15%	90%	78%	12
Setembro	17.296	16.134	7%	88%	82%	6
Outubro	22.523	24.480	-8%	95%	104%	-9
Novembro	26.427	24.425	8%	84%	78%	6
Dezembro	28.086	42.977	-35%	59%	90%	-31
1T	74.307	66.464	12%	109%	97%	12
2T	40.817	30.541	34%	96%	72%	24
3T	19.587	16.262	20%	89%	75%	14
4T	25.671	30.695	-16%	79%	91%	-12
12M	39.905	36.056	11%	93%	84%	9

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). No 4T23, o índice de disponibilidade médio da UHE Porto Primavera foi de 96,9%, superior em 0,7 p.p. ao valor verificado no 4T22 (96,2%). Com relação ao ano de 2023, a disponibilidade verificada foi 4,6 p.p. superior à referência ANEEL.

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	96,9%	92,3%
UHE Picada	50,0	2	25,0	96,2%	94,6%

⁵ Média de Longo Termo (MLT). Informações disponíveis em http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/energia_afluyente_subsistema.aspx.

1.2 Geração Eólica

A produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 404,5 MW médios no 4T23, 16,1% superior à produção do 4T22 (348,3 MW médios), principalmente devido à entrada integral de Ventos do Piauí II e III e ao maior recurso eólico, superior em 5,8% ao último trimestre de 2022, especialmente no mês de dezembro. No ano de 2023, a produção de energia elétrica nos parques eólicos da Auren atingiu 442,1 MW médios, 31,5% superior à produção do ano de 2022 (336,1 MW médios).

Tabela 05 – Características técnicas dos complexos eólicos

Complexo eólico	Capacidade Instalada (MW)	Número de Aerogeradores	Fabricante	Modelo	Tipo de Contrato de Operação e 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 ⁶	47	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Ventos do Piauí III	207,0 ⁷	46	Vestas	V150 (4,5 MW)	Full Scope Agreement
Total	982,2	347			

Tabela 06 – Produção dos complexos eólicos

Complexo eólico	Garantia Física (MW médio)	Certificação (MW médio) Out – Dez		Geração de Energia (MW médio)					
		P50	P90	4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Ventos do Araripe III	178,5	152,7	144,2	142,6	130,9	9,0%	155,7	158,6	-1,8%
Ventos do Piauí I	106,3	89,6	84,7	81,1	74,3	9,1%	90,0	96,5	-6,7%
Ventos do Piauí II (*)	105,7	91,6	79,5	95,2	69,4	37,1%	101,9	22,8	347,7%
Ventos do Piauí III(**)	100,6	87,0	75,2	85,7	73,7	16,2%	94,5	58,0	62,8%
Total	491,1	420,8	383,7	404,5	348,3	16,1%	442,1	336,1	31,5%

(*) O projeto Ventos do Piauí II iniciou o processo de entrada em operação em agosto de 2022.

(**) O projeto Ventos do Piauí III iniciou o processo de entrada em operação em maio de 2022.

Para o cálculo de geração de 2022, em MW médios, foi considerada a geração anual dos Parques Ventos do Piauí II e III, em MWh, dividida pelo número de horas do ano.

Conforme apresentado na Tabela 07, a geração agregada no 4T23 foi inferior em 3,9% à certificação no percentil 50 (P50) e superior em 5,4% à certificação no percentil 90 (P90).

Considerando o ano de 2023, a geração agregada foi 6,2% inferior à certificação no percentil 50 (P50) e 2,8% superior à certificação no percentil 90 (P90).

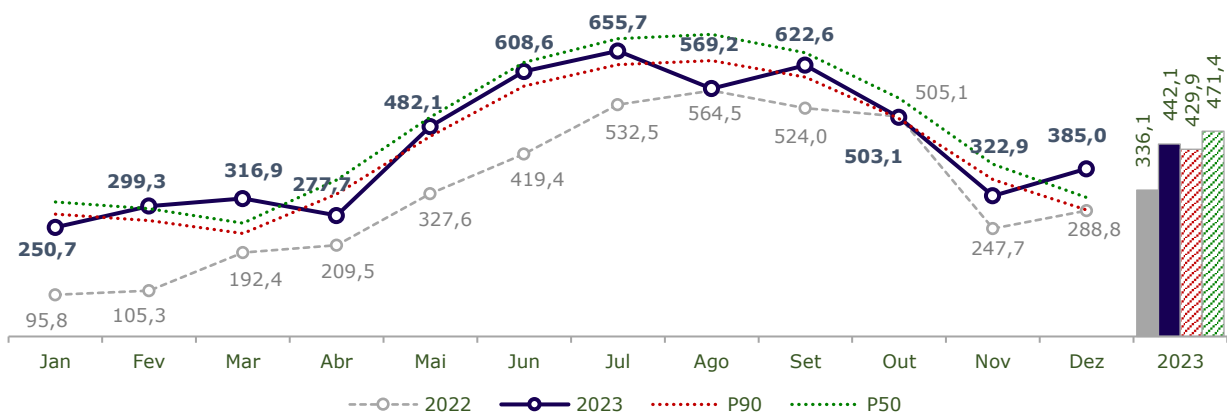
⁶ Potência instalada atualizada em 21 de agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

⁷ Potência instalada atualizada em 21 de agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

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

Complexo eólico	Garantia Física (MWm)	Certificação (MWm)				Geração (MWm)		Variação (%)			
		Out - Dez		Jan - Dez		4T23	2023	4T23		2023	
		P50	P90	P50	P90			P50	P90	P50	P90
Ventos do Araripe III	178,5 ⁸	152,7	144,2	171,8	162,3	142,6	155,7	-6,6%	-1,1%	-9,4%	-4,1%
Ventos do Piauí I	106,3	89,6	84,7	99,9	94,5	81,1	90,0	-9,5%	-4,3%	-9,9%	-4,8%
Ventos do Piauí II	105,7	91,6	79,5	102,0	88,6	95,2	101,9	3,9%	19,6%	0,0%	15,1%
Ventos do Piauí III	100,6	87,0	75,2	97,7	84,5	85,7	94,5	-1,6%	13,9%	-3,3%	11,9%
Total	491,1	420,8	383,7	471,4	429,9	404,5	442,1	-3,9%	5,4%	-6,2%	2,8%

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



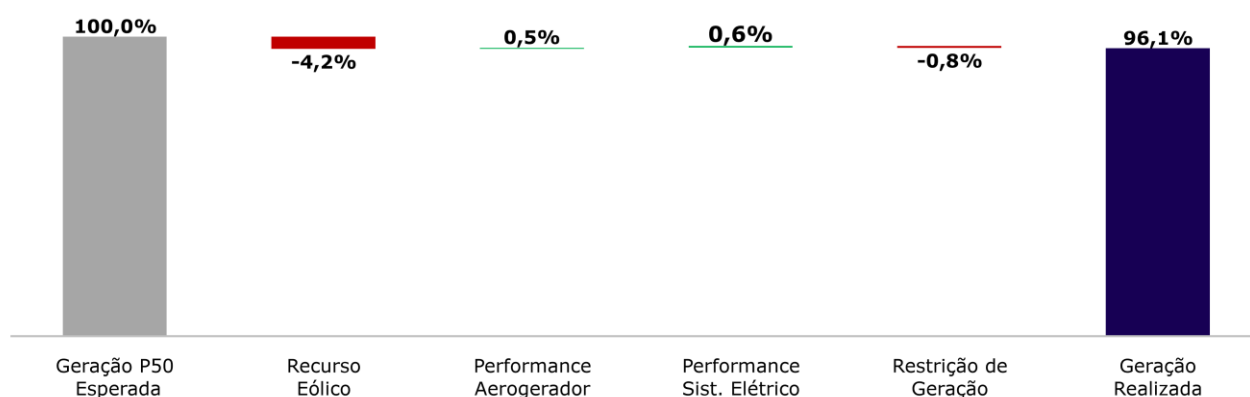
Avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 4T23 ficou 4,2% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50).

Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,5% acima do esperado, assim como a performance do sistema elétrico⁹ (+0,6%). A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) representou 0,8%, sendo 0,3% passível de compensação via ressarcimento.

⁸ Garantia Física após revogação da revisão ordinária realizada em 2022, através da Portaria no 2.634 SNTep/MME publicada em 19 de outubro de 2023 da Secretaria Nacional de Transição Energética e Planejamento do Ministério de Minas e Energia.

⁹ 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).

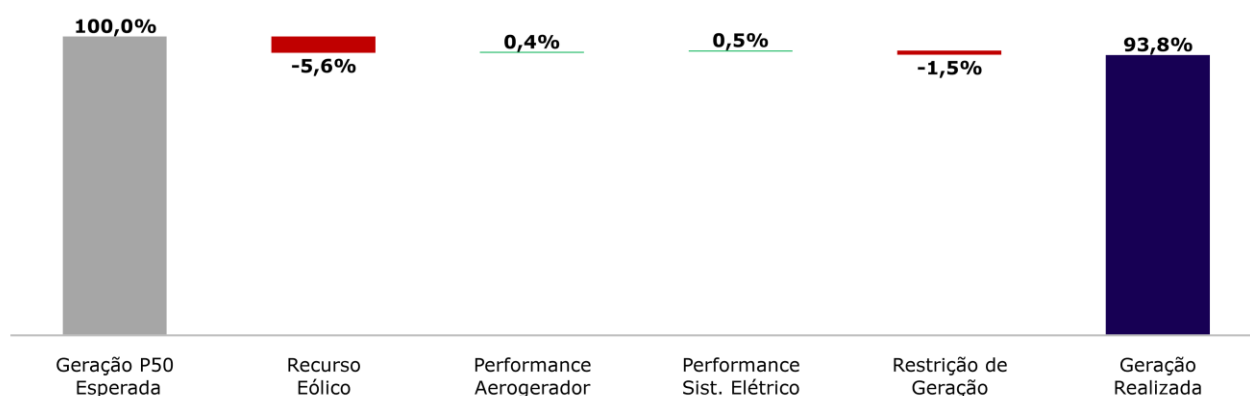
Gráfico 02 – Performance dos parques eólicos no 4T23 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Com relação ao ano de 2023, avaliando os resultados agregados dos ativos eólicos quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 5,6% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50).

Os aerogeradores, por sua vez, performaram 0,4% acima do esperado, assim como a performance do sistema elétrico¹⁰, com desempenho superior em 0,5%. A redução da produção causada por restrição de geração (*curtailment*) do SIN representou 1,5%, sendo que 1,1% são passíveis de compensação via ressarcimento.

Gráfico 03 – Performance dos parques eólicos no ano de 2023 quando comparado aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



¹⁰ 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 Araripe III

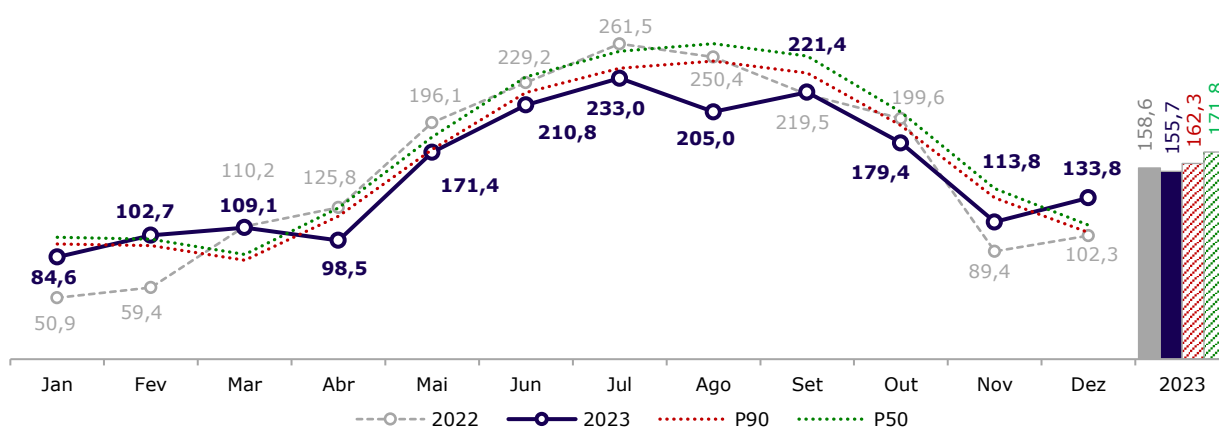
No 4T23, a geração de Ventos do Araripe III atingiu o valor de 142,6 MW médios, superior em 9,0% ao observado no 4T22 (130,9 MW médios). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 1,1% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 6,6%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

No ano de 2023, a geração total do parque atingiu 155,7 MW médios, sendo 4,1% abaixo do P90 e 9,4% inferior ao P50.

Tabela 08 – Produção do complexo eólico Ventos do Araripe III

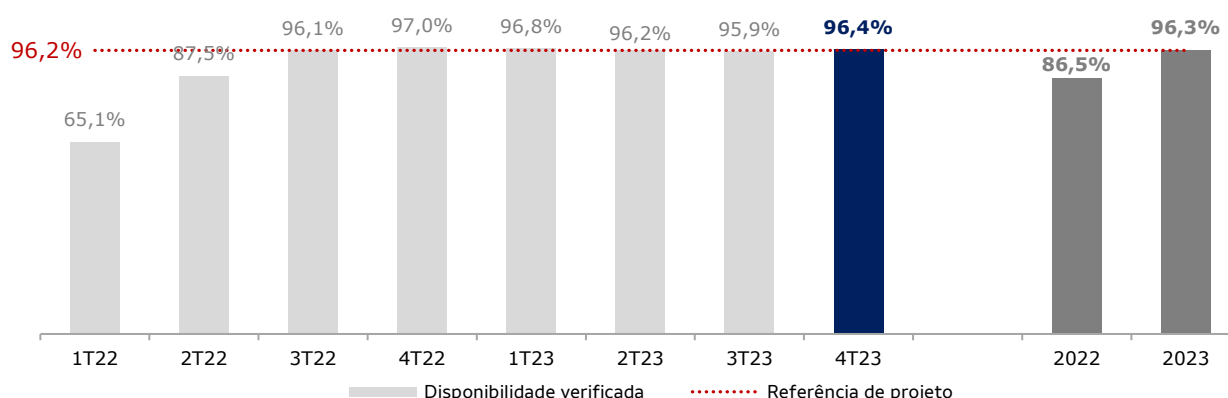
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	73,9	90,4	-18,2%	95,7	-22,8%
1T23	98,7		9,1%		3,1%
2T22	183,8	171,3	7,3%	181,3	1,4%
2T23	160,4		-6,4%		-11,5%
3T22	244,1	242,0	0,9%	256,1	-4,7%
3T23	219,8		-9,2%		-14,2%
4T22	130,9	144,2	-9,2%	152,7	-14,3%
4T23	142,6		-1,1%		-6,6%
2022	158,6	162,3	-2,3%	171,8	-7,7%
2023	155,7		-4,1%		-9,4%

Gráfico 04 - 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 96,4% no 4T23, uma redução de 0,6 p.p. em comparação à disponibilidade verificada no 4T22 (97,0%), porém, desempenhando acima da referência do projeto.

Gráfico 05 – Ventos do Araripe III: Disponibilidade Temporal Média (%)



No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,2 m/s, 5,9% acima do valor de 6,8 m/s verificado no 4T22. Com relação ao ano de 2023, observou-se uma velocidade média de vento de 7,5 m/s, 1,3% abaixo do valor de 7,6 m/s verificado em 2022.

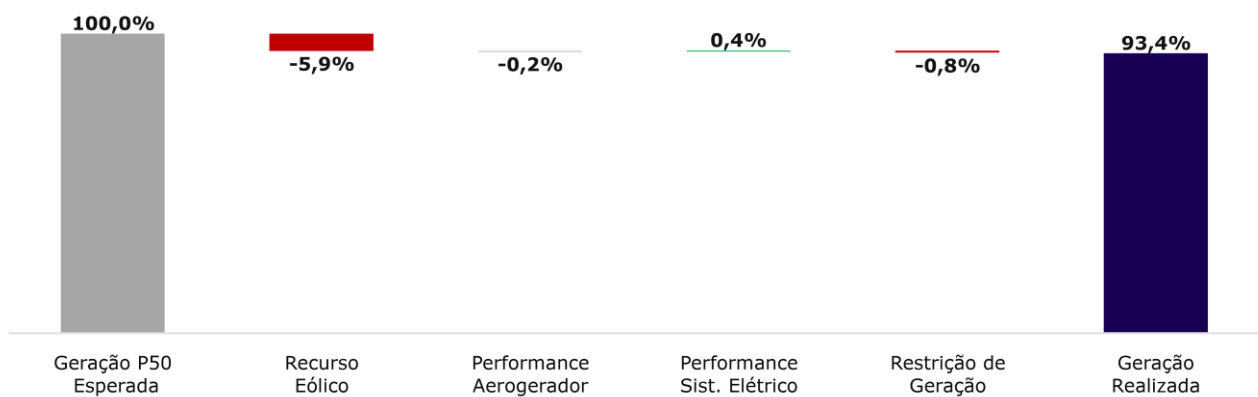
Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 4T23 ficou 5,9% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). Dois efeitos contribuíram para uma menor geração de energia, apesar do vento registrado ter ficado próximo à média esperada: (i) embora a diferença entre o vento esperado e realizado seja pequena, o fator velocidade é uma função da terceira potência na transformação do recurso em energia, o que torna qualquer variação mais significativa; e (ii) o vento permaneceu nas extremidades operativas por mais tempo do que o esperado, não sendo capturado e convertido em energia. Desta forma, houve um maior impacto na geração, uma vez que os aerogeradores não operam abaixo do vento de 3,5m/s e não agregam mais potência quando o vento está acima de 11,5m/s.

A disponibilidade dos aerogeradores foi 0,2% abaixo da referência. A performance do sistema elétrico¹¹ ficou 0,4% acima do esperado, compensando o desempenho dos aerogeradores. 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 deste trimestre em 0,8%, sendo 0,3% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 07 – Ventos do Araripe III: Performance do parque eólico no 4T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100

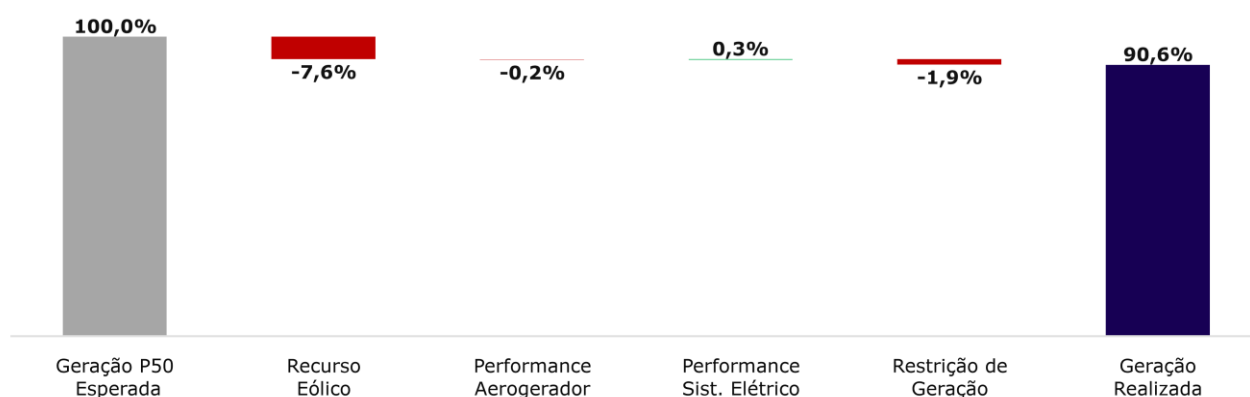


Com relação ao ano de 2023, avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 7,6% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 0,2% abaixo da referência, devido à manutenção concluída em outubro. A performance do sistema elétrico¹² ficou 0,3% acima do esperado. No entanto, limitações de escoamento de produção por restrição do SIN, impactaram o resultado deste ano em 1,9%, sendo 1,4% passível de compensação via ressarcimento.

¹¹ 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).

¹² 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 ano 2023 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Ventos do Piauí I

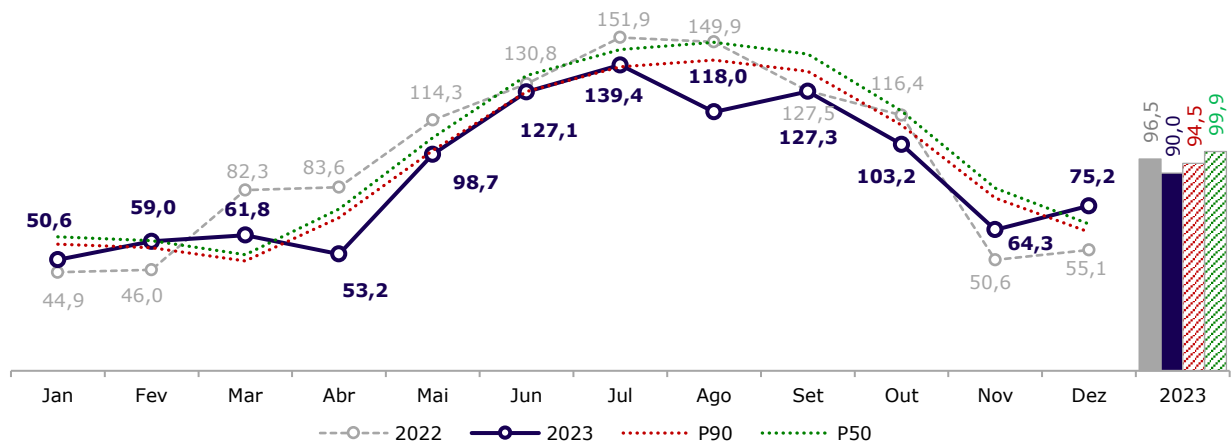
No 4T23, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 81,1 MW médios, superior em 9,1% ao observado no 4T22 (74,3 MW). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 4,3% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 9,5%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

No ano de 2023, a geração total do parque atingiu 90,0 MW médios, sendo 4,8% abaixo do P90 e 9,9% inferior ao P50.

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%
4T22	74,3	84,7	-12,3%	89,6	-17,1%
4T23	81,1		-4,3%		-9,5%
2022	96,5	94,5	2,1%	99,9	-3,4%
2023	90,0		-4,8%		-9,9%

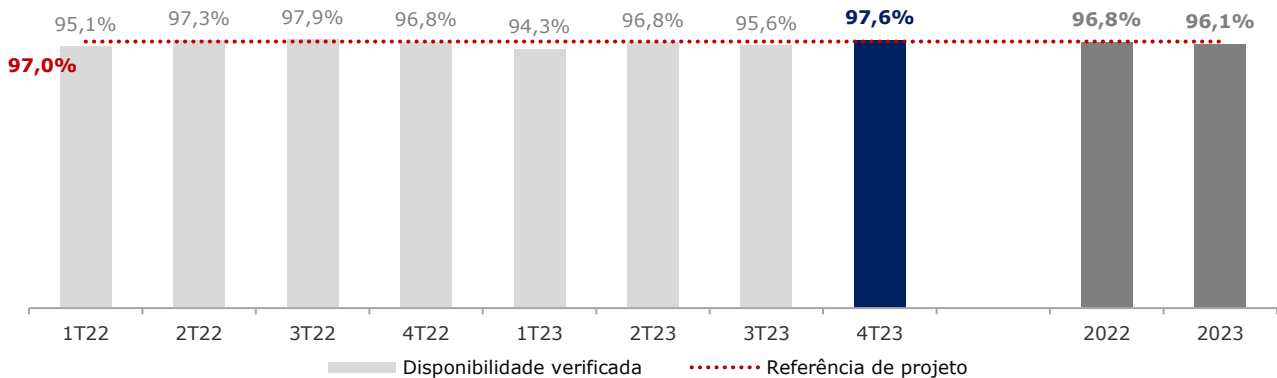
Gráfico 09 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



O índice de disponibilidade temporal médio do complexo Ventos do Piauí I atingiu 97,6% no 4T23, acima da referência do projeto de 97,0%.

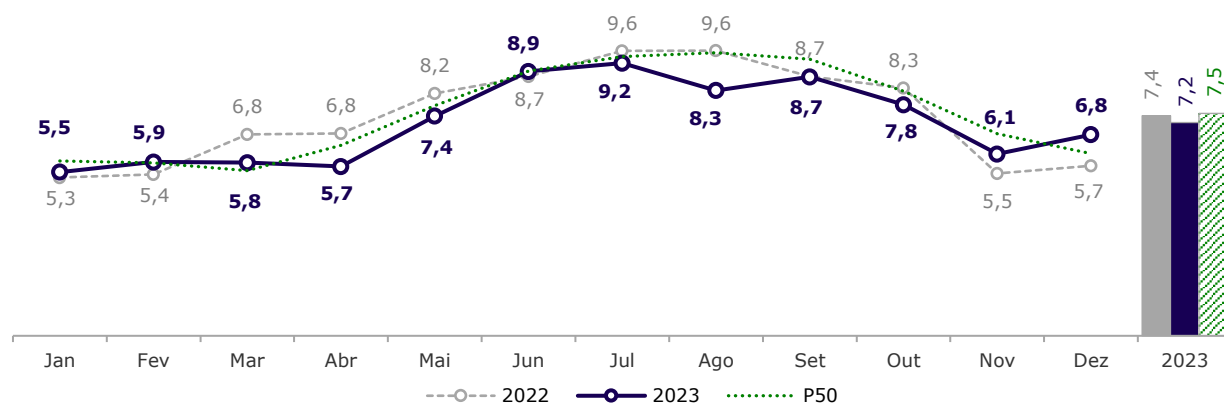
No ano de 2023, a disponibilidade ficou abaixo da esperada devido à troca de componentes, iniciada em fevereiro e finalizada em setembro, e à manutenção preventiva geral da subestação ocorrida em março. Esses efeitos impactaram a disponibilidade em 1,5%.

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



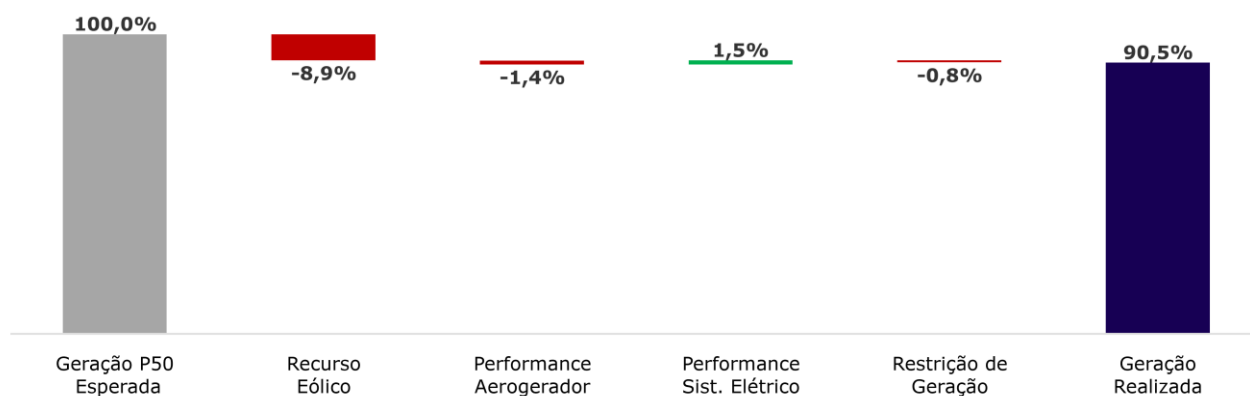
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 6,9 m/s, 6,1% acima do valor de 6,5 m/s verificado no 4T22. Com relação ao ano de 2023, observou-se uma velocidade média de vento de 7,2 m/s, 2,7% abaixo do valor de 7,4 m/s verificado em 2022.

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 4T23 foi 8,9% 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 1,4% abaixo do esperado, principalmente devido às interferências do comissionamento da UFV Sol do Piauí (complexo híbrido). A performance do sistema elétrico¹³ do parque foi 1,5% acima da esperada. As restrições de geração, impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,8%, sendo 0,3% passível de compensação.

Gráfico 12 - Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no 4T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



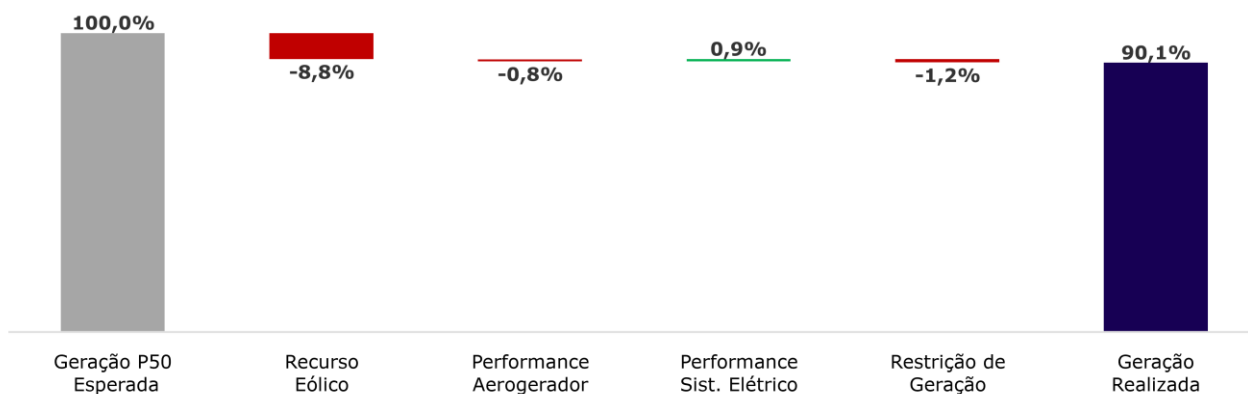
Com relação ao ano de 2023, verificando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 8,8% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 0,8% abaixo da referência, devido à manutenção concluída em setembro. A performance do sistema elétrico¹⁴ ficou 0,9% acima do

¹³ 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).

¹⁴ 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).

esperado, no entanto, limitações de escoamento por restrição do SIN impactaram o resultado deste ano em 1,2%, sendo 0,9% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 13 – Ventos do Piauí I: Performance do parque eólico no ano 2023 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Ventos do Piauí II

No 4T23, a geração de Ventos do Piauí II atingiu o valor de 95,2 MW médios, 37% superior a geração anualizada no 4T22¹⁵, de 69,4 MW médios. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 19,6% e, em relação à geração média esperada (P50), foi superior em 3,9%.

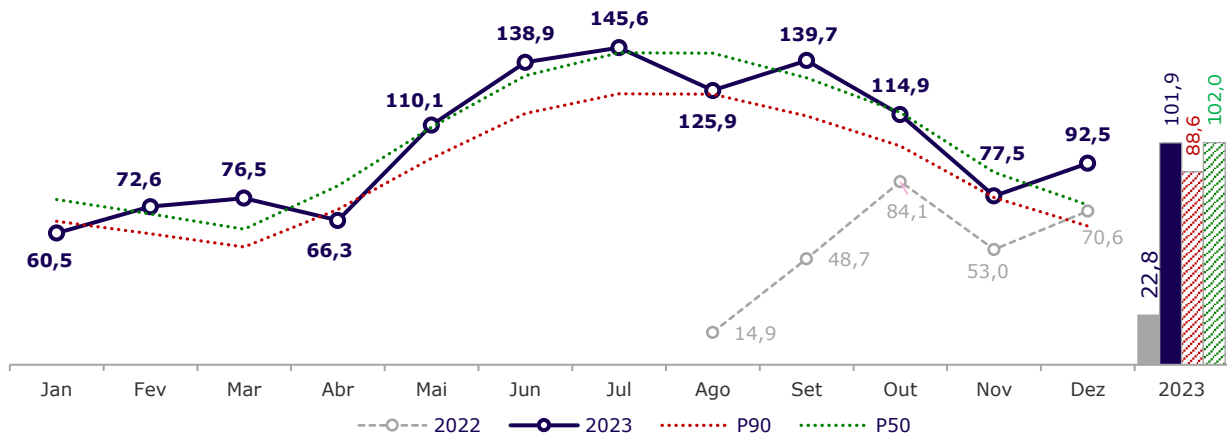
No ano de 2023, a geração total do parque atingiu 101,9 MW médios, sendo 15,1% acima do P90 e em linha com o P50.

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%
3T22	20,9	121,1	-72,6%	139,4	-85%
3T23	137,0		13,2%		-1,7%
4T22	69,4	79,5	-12,7%	91,6	-24,1%
4T23	95,2		19,6%		3,9%
2022	22,8	88,6	-74,3%	102,0	-77,6%
2023	101,9		15,1%		0,0%

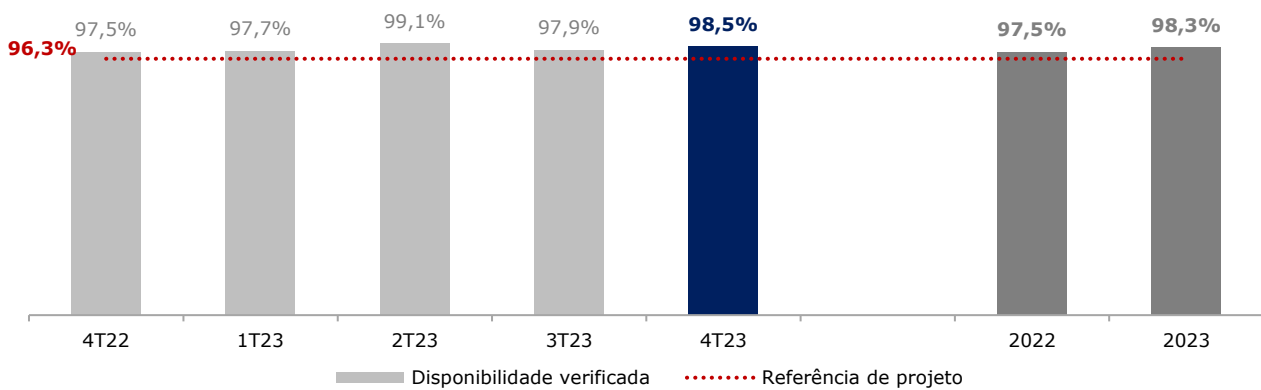
¹⁵ Para o cálculo de geração em MW médios no 4T22 foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro.

Gráfico 14 - Ventos do Piauí II: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



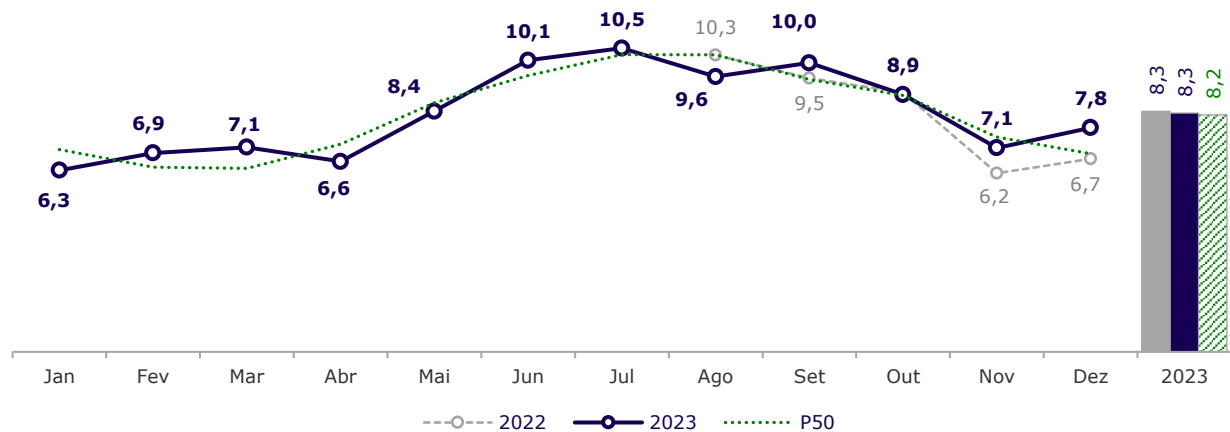
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 98,5% no 4T23 e 98,3% no ano de 2023, acima da referência de projeto.

Gráfico 15 – Ventos do Piauí II: Disponibilidade Temporal Média (%)



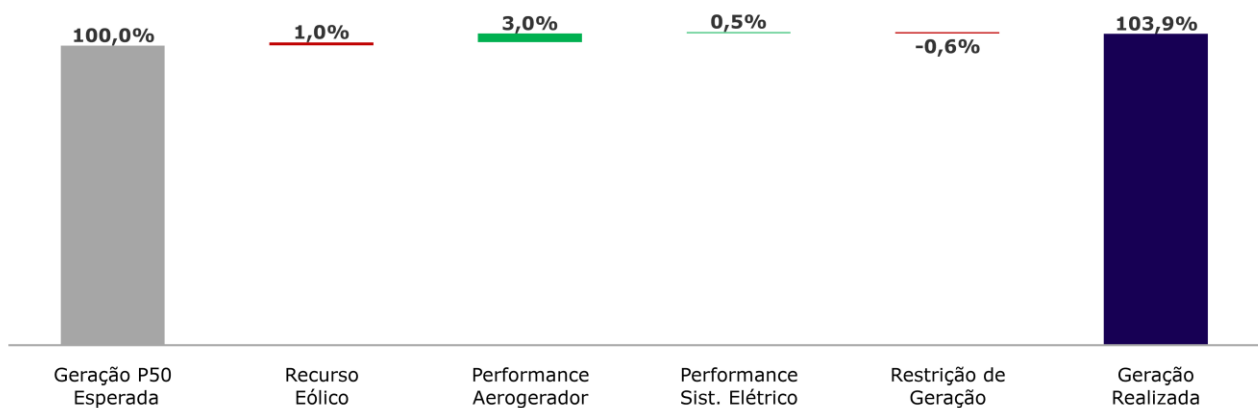
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,9 m/s, acima do valor de 7,3 m/s verificado no 4T22.

Gráfico 16 – Ventos do Piauí II: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 4T23 ficou 1,0% 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 3,0% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico¹⁶ do parque foi 0,5% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,6%, sendo 0,2% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 17 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no 4T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100

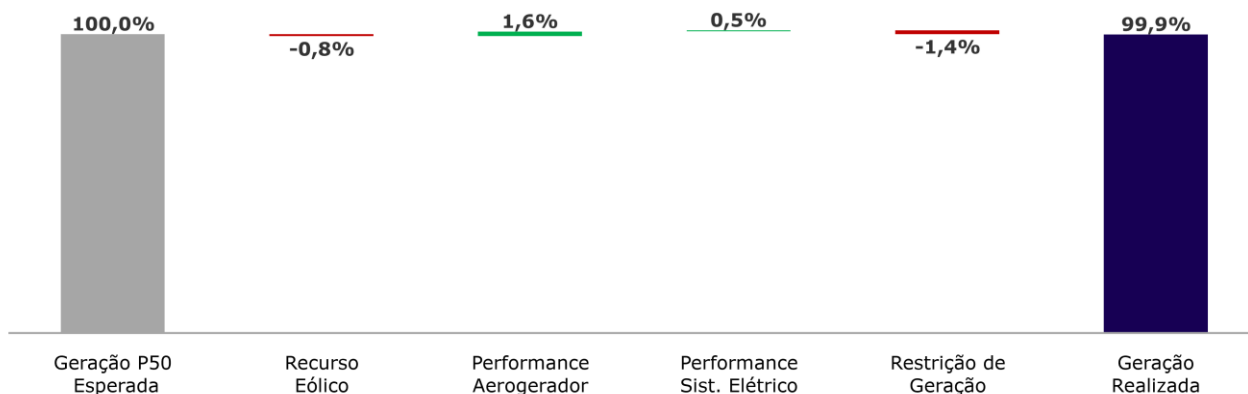


Com relação ao ano de 2023, avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 0,8% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 1,6% acima da referência. A performance do

¹⁶ 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).

sistema elétrico¹⁷ ficou 0,5% acima do esperado. No entanto, limitações de escoamento por restrição do SIN, impactaram negativamente o resultado deste ano em 1,4%, sendo 1,0% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 18 – Ventos do Piauí II: Performance do parque eólico no ano 2023 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



Ventos do Piauí III

No 4T23, a geração de Ventos do Piauí III atingiu o valor de 85,7 MW médios, 16% acima da geração anualizada do 4T22¹⁸. Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi superior em 13,9% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 1,6%, devido ao recurso eólico abaixo do esperado para o período.

No ano de 2023, a geração total do parque atingiu 94,5 MW médios, sendo 11,9% acima do P90 e 3,3% inferior ao P50.

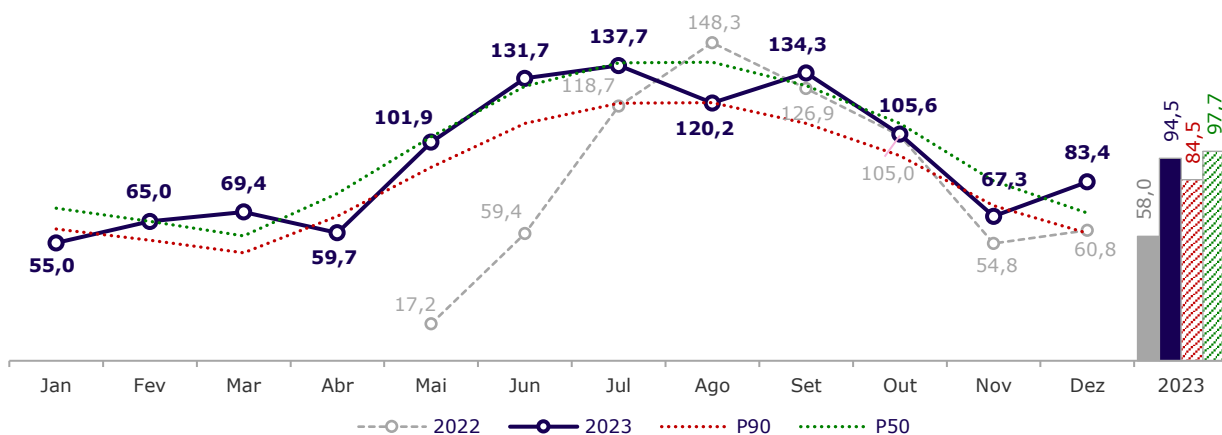
Tabela 11 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III

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%
4T22	73,7	75,2	-2,0%	87,0	-15,3%
4T23	85,7		13,9%		-1,6%
2022	58,0	84,5	-31,3%	97,7	-40,6%
2023	94,5		11,9%		-3,3%

¹⁷ 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).

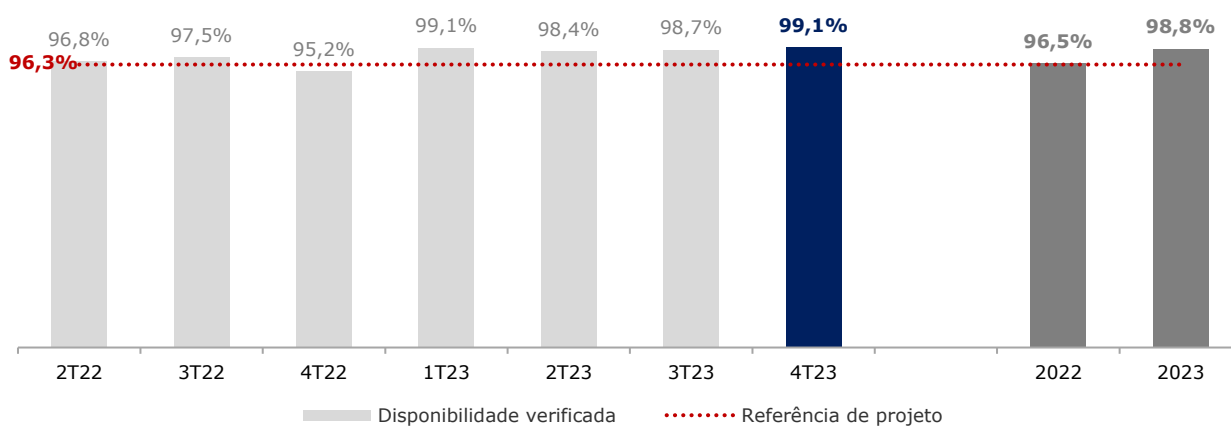
¹⁸ Para o cálculo de geração em MW médios no 4T22 foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro

Gráfico 19 - Ventos do Piauí III: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)



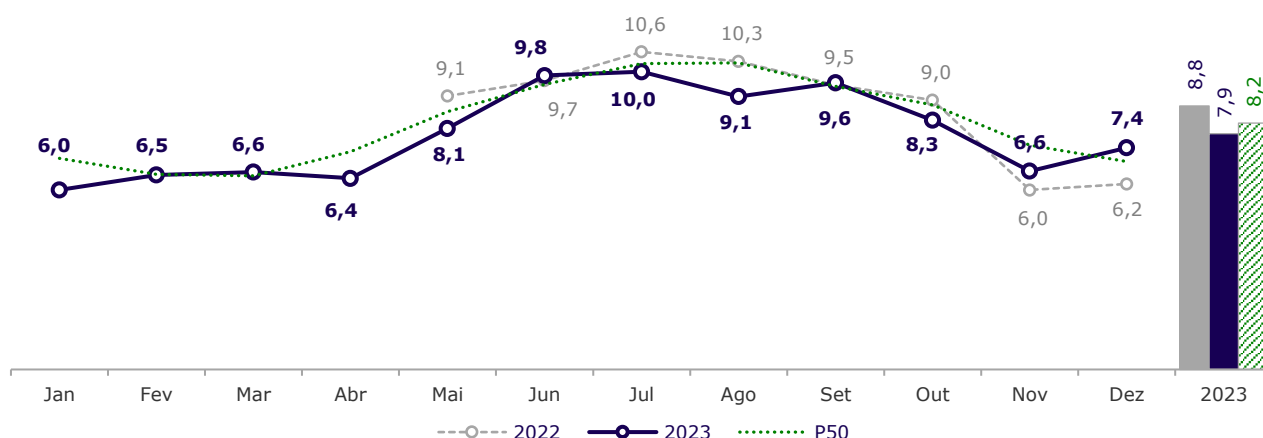
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 99,1% no 4T23 e 98,8% no ano de 2023, mantendo-se acima da referência do projeto.

Gráfico 20 – Ventos do Piauí III: Disponibilidade Temporal Média (%)



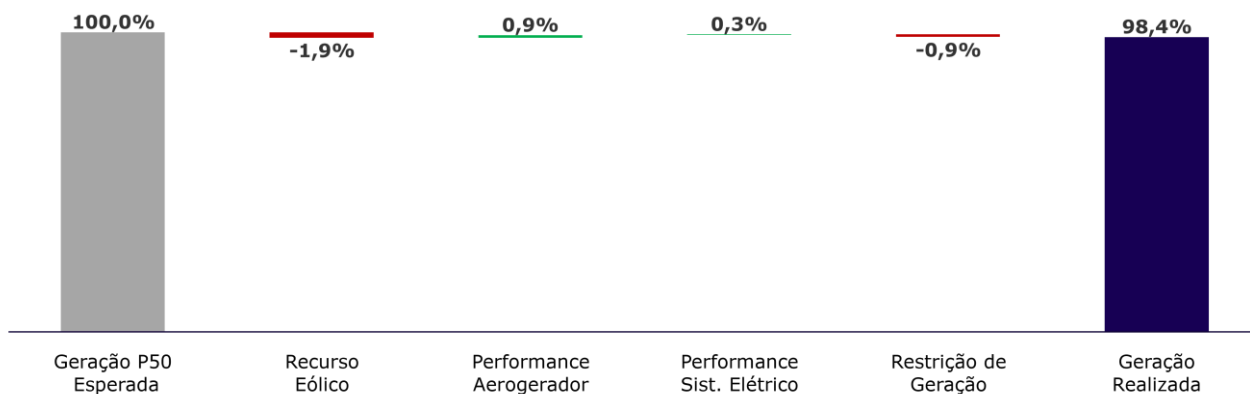
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,5 m/s, valor 5,3% superior à média de 7,1% de 2022.

Gráfico 21 – Ventos do Piauí III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



Avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico no 4T23 ficou 1,9% 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 0,9% acima do esperado, enquanto a performance do sistema elétrico¹⁹ do parque foi 0,3% acima da esperada. As restrições de geração impactaram negativamente o resultado desse trimestre em 0,9%, sendo 0,4% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 22 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no 4T23 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



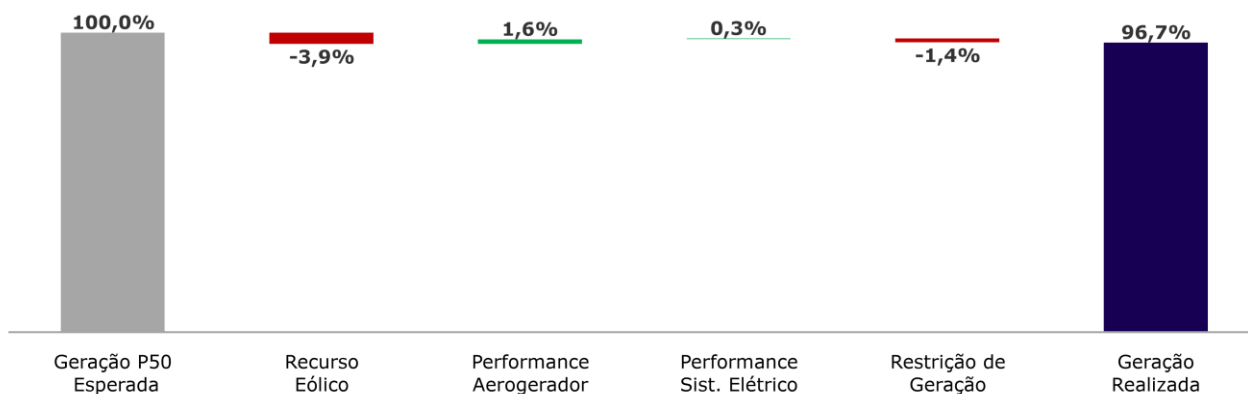
Com relação ao ano de 2023, os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 3,9% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores foi 1,6% acima da referência. A performance do sistema elétrico²⁰ ficou

¹⁹ 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).

²⁰ 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).

0,3% acima do esperado. As restrições de geração, impactaram negativamente o resultado deste ano em 1,4%, sendo 1,0% passível de compensação via ressarcimento.

Gráfico 23 – Ventos do Piauí III: Performance do parque eólico no ano 2023 quando comparada aos parâmetros técnicos do projeto tendo como expectativa média de geração P50 na base 100



1.3 Geração Solar

Usina Fotovoltaica Sol do Piauí

Em 1º de novembro de 2023, a ANEEL autorizou o início da operação em teste da usina fotovoltaica Sol do Piauí. Com 48 MW de capacidade instalada, Sol do Piauí é o primeiro projeto solar autorizado²¹ pela ANEEL para operar de forma associada a um projeto eólico - o Complexo Eólico Ventos do Piauí I, compartilhando a infraestrutura de transmissão já existente (linhas, subestação e contrato de uso do sistema de transmissão). A usina está em operação comercial desde 03 de janeiro de 2024.

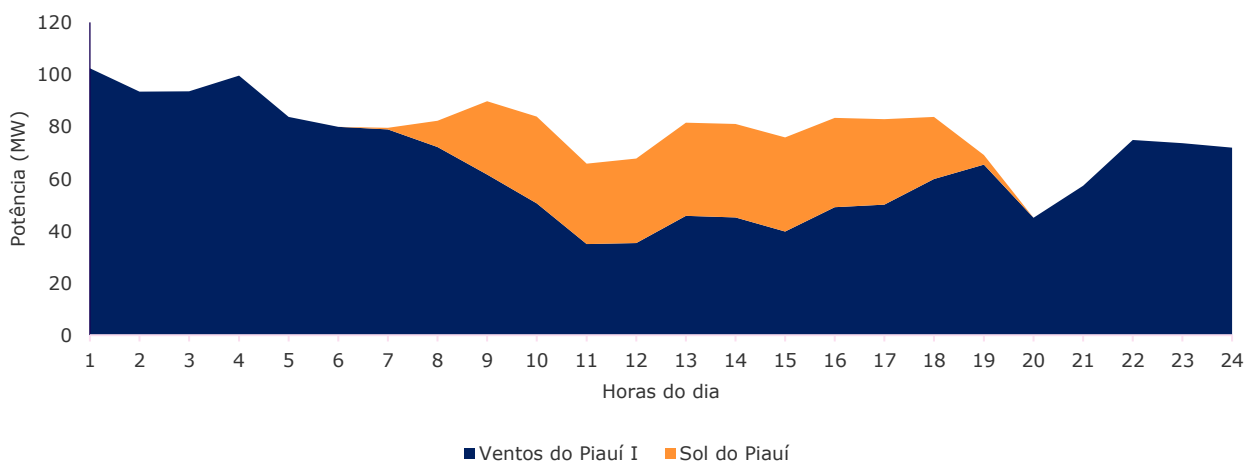
A construção e a operação de empreendimentos associados trazem benefícios também ao sistema elétrico nacional, ao possibilitar a utilização da capacidade ociosa da rede de transmissão existente para injetar volumes adicionais de energia, sem a necessidade de realizar investimentos adicionais em reforços no sistema de transmissão.

Tabela 12 – Características técnicas do parque solar

Parque Solar	Capacidade Instalada (MW)	Fabricante dos Inversores	Fabricante dos Módulos	Número de Módulos	Operação e Manutenção
Sol do Piauí	48,1	Sungrow	Canadian	107.184	Própria

A usina solar Sol do Piauí apresenta um perfil de geração complementar ao perfil de geração eólica de Ventos do Piauí I, cuja produção é primordialmente noturna, trazendo sinergia na operação das usinas e na composição de um portfólio diverso de geração de energia, com produção diária mais estável e constante, como pode ser observado no Gráfico 24.

Gráfico 24 – Perfil diário da geração de Ventos do Piauí I e Sol do Piauí (MWm)²²



²¹ Resolução Normativa da ANEEL no 9.995 de 18 de maio de 2021.

²² Média de geração dos últimos 10 dias de dezembro de 2023 (de 22 a 31 de dezembro de 2023).

Considerando sua característica de projeto, no qual considera sua operação em conjunto com o parque eólico, a usina Sol do Piauí possui uma expectativa de geração P90 de 11,2 MW médios e P50 de 12,3 MW médios ao ano, sazonalizada conforme tabela abaixo:

Tabela 13 – Expectativa de geração certificada para o percentil 50 (P50) e percentil 90 (P90) (MW médio)

Geração Certificada (MW médios)													
Percentil	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	ago	Set	Out	Nove	Dez	Ano
P50	11,8	11,4	11,5	11,3	11,2	11,0	12,1	13,9	14,4	14,3	12,9	12,2	12,3
P90	10,6	10,3	10,4	10,2	10,1	9,9	10,9	12,6	13,0	12,9	11,6	11,0	11,2

A partir de 22 de dezembro, o parque solar estava em funcionamento em sua totalidade, e desta forma, a geração de Sol do Piauí atingiu o valor de 3,0 MW médios no 4T23. Apesar de estar em período de teste, a geração alcançou 25,7% do percentil 90 (P90) e 23,2% em relação ao percentil (P50). Anualizando a produção, tem-se 0,8 MW.

Em 03 de janeiro de 2024, a usina solar entrou em operação comercial.

Tabela 14 – Produção trimestral do complexo solar Sol do Piauí

Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
4T23 ²³	14,0	11,0	27,3 %	12,2	14,8%

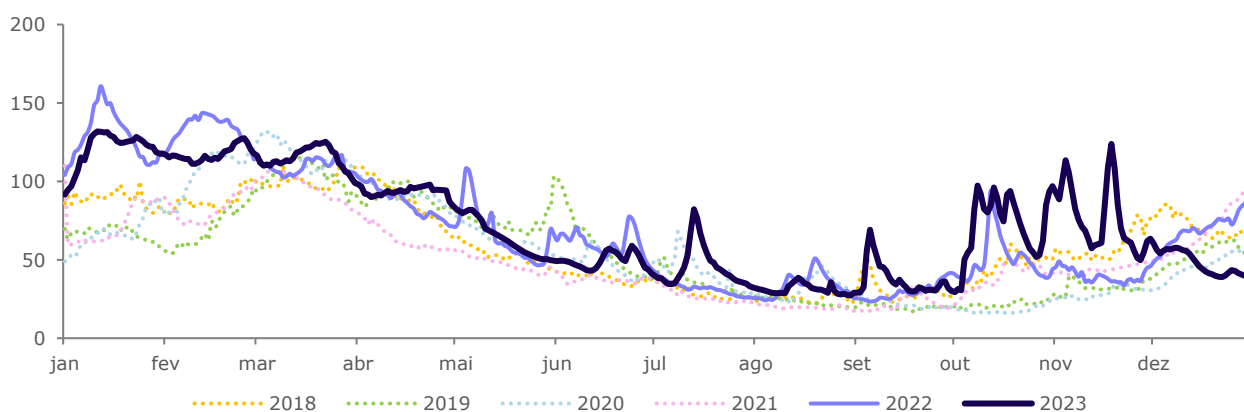
²³ Valores relativos à operação em performance iniciada no dia 22 de dezembro de 2023.

2. Desempenho Comercial

2.1 Mercado de Energia

Com os efeitos do fenômeno climático El Niño mais evidentes, o cenário hidrológico de 2023 foi marcado por uma maior volatilidade quando comparado ao ano de 2022, especialmente caracterizado pelas fortes precipitações na região Sul nos meses de outubro e novembro, porém, em dezembro, houve redução da precipitação no Sul e foram observadas chuvas fracas e esparsas no Centro-Norte do país, levando a Energia Natural Afluente (ENA) a registrar valor abaixo do histórico em grande parte do SIN. Devido principalmente às precipitações pluviométricas ocorridas nos meses de outubro e novembro, a ENA bruta do 4T23 foi 21% maior do que a registrada no 4T22 (117% e 96%, respectivamente), e a ENA de 2023 foi superior à Média de Longo Termo (MLT) e 4 p.p. superior a 2022.

Gráfico 25 - Energia Natural Afluente Bruta para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)

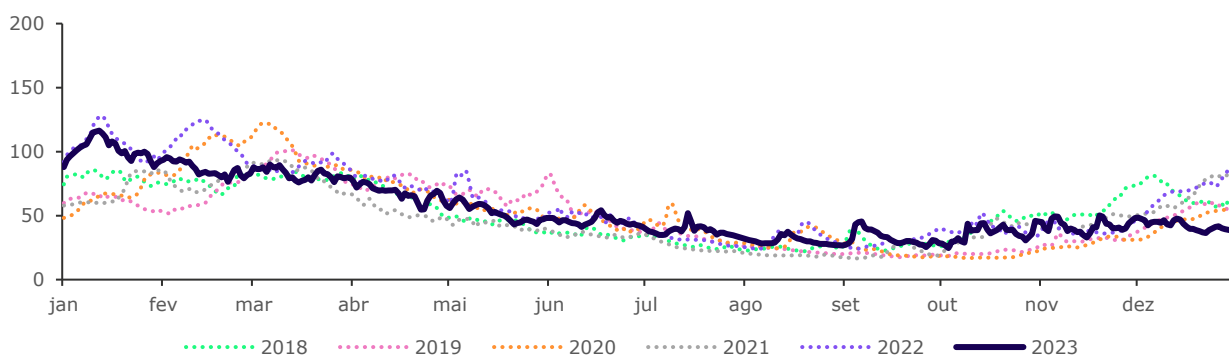


Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	9M	Ano
2018	86%	76%	85%	87%	67%	64%	63%	67%	82%	102%	114%	94%	102%	80%	85%
2019	64%	61%	89%	92%	98%	100%	76%	62%	53%	51%	65%	72%	64%	80%	77%
2020	66%	91%	99%	92%	84%	82%	91%	86%	59%	44%	59%	64%	57%	85%	80%
2021	69%	71%	82%	64%	63%	63%	57%	53%	60%	89%	89%	96%	92%	67%	72%
2022	125%	113%	93%	86%	86%	103%	70%	90%	81%	116%	80%	96%	96%	98%	98%
2023	117%	101%	98%	94%	85%	85%	99%	84%	101%	168%	151%	65%	117%	98%	102%

Do ponto de vista da ENA armazenável, grandeza que considera as vazões naturais descontadas das vazões vertidas nos reservatórios, observamos um desempenho inferior, causado principalmente pela vazão vertida no subsistema Sul dado que os reservatórios daquela região são menores e possuem capacidade de armazenamento bastante inferior quando comparada à do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Para o

4T23, a diferença entre a ENA Bruta e a ENA Armazenável foi de 45 p.p. e, ao considerar o ano de 2023, a diferença foi de 15 p.p.

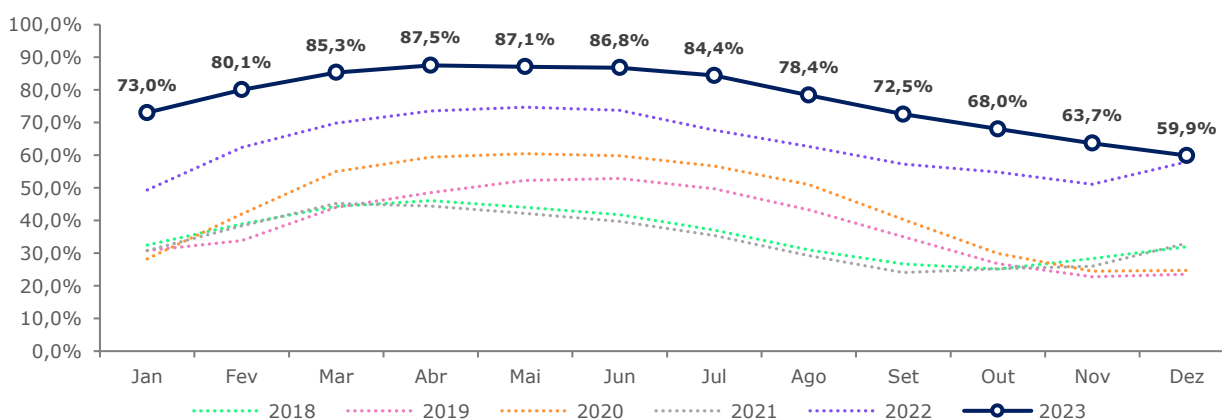
Gráfico 26 - Energia Natural Afluente Armazenável para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2018	84%	71%	70%	67%	59%	61%	61%	66%	78%	100%	111%	91%	100%	85%
2019	60%	57%	79%	77%	89%	88%	74%	62%	53%	50%	62%	70%	62%	79%
2020	64%	88%	86%	73%	72%	79%	86%	85%	58%	43%	57%	63%	56%	83%
2021	67%	67%	71%	53%	56%	60%	55%	51%	58%	87%	88%	90%	89%	76%
2022	103%	95%	76%	75%	77%	83%	69%	89%	82%	93%	78%	94%	89%	97%
2023	99%	74%	70%	68%	69%	78%	83%	81%	89%	85%	84%	57%	72%	87%

Ao longo de 2023, o nível dos reservatórios manteve-se, em média, 15 p.p. acima do ano anterior. Desde meados de setembro, com os recordes de consumo e uma ENA Armazenável abaixo da média histórica, principalmente em dezembro, quando houve deplecionamento mais acelerado dos reservatórios em relação à 2022, o que levou o nível de armazenamento do SIN a encerrar o ano em 59,9%, versus 58,0% no ano anterior.

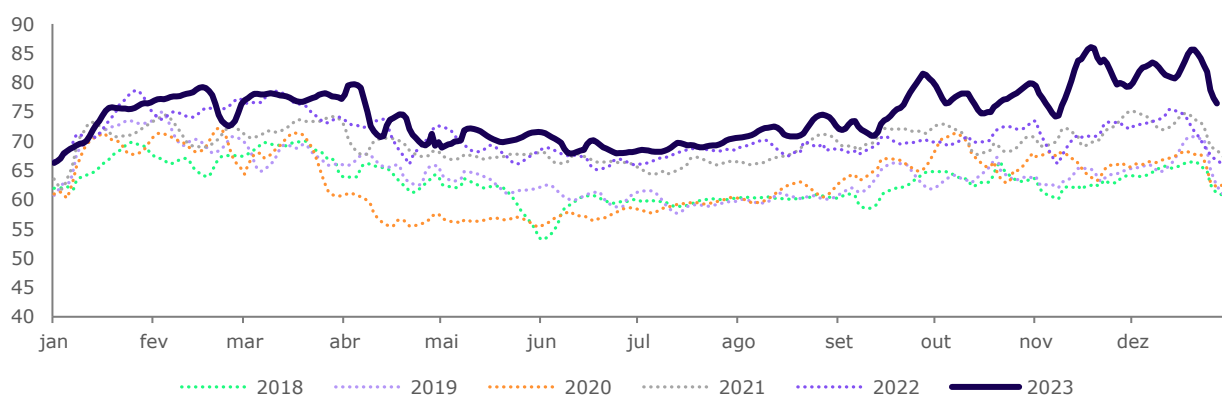
Gráfico 27 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



Nos últimos quatro meses do ano, registrou-se recorde de demanda associada máxima instantânea do SIN, dentre outros fatores, aos desvios positivos da temperatura máxima do ar. No estado de São Paulo, por exemplo, os registros de temperatura máxima superaram a média histórica em 2,3°C no 4T23, sendo que no segundo semestre a anomalia positiva chegou a 2,7°C na capital do estado.

Neste sentido, sob o aspecto de evolução da carga de energia, observou-se um aumento expressivo a partir da segunda quinzena de setembro, com impactos relevantes para o 4T23, resultando em um aumento de 4 GW médios ou 5,5% em 2023 em comparação ao consumo registrado em 2022.

Gráfico 28 – Consumo de energia do SIN (GW médio)²⁴



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	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	64,4	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	65,5	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	68,0	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	70,9	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	70,9	70,8
2023	73,6	76,7	77,6	70,2	70,9	68,9	69,0	72,5	75,7	77,3	80,6	80,6	79,5	74,7

Com relação ao padrão atmosférico, enquanto 2022 foi influenciado pelo fenômeno La Niña, em 2023 o fenômeno El Niño atuou mais destacadamente a partir de meados do ano e ocasionou maiores níveis de chuva acumulada no submercado Sul e temperaturas acima da média e chuvas menos expressivas no Centro-Norte do país. Este padrão resultou, como já mencionado, na alta do consumo de energia no último trimestre e em ENAs elevadas no submercado Sul, acarretando um maior nível de produção hidrelétrica.

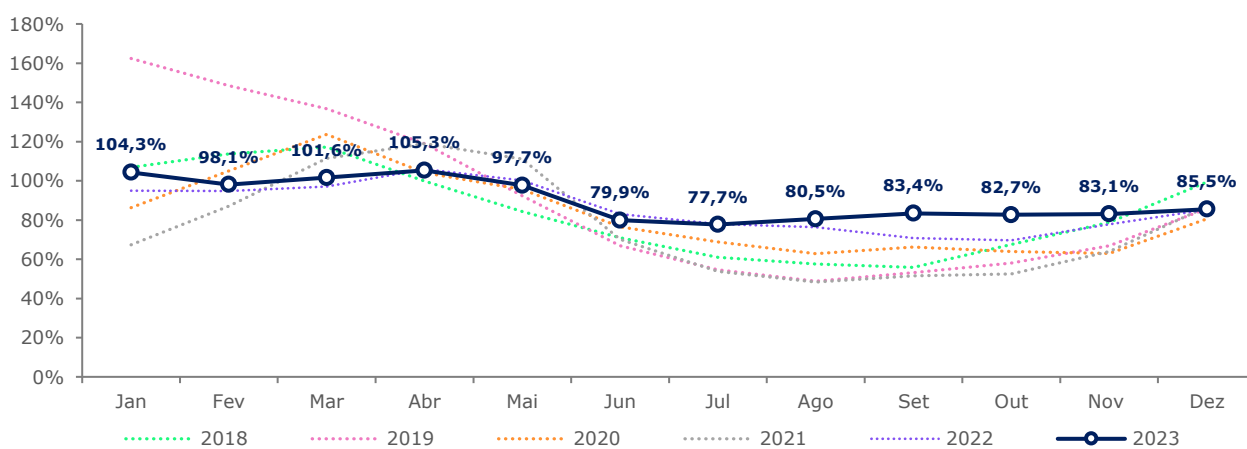
Assim como observado em setembro de 2023, no 4T23 o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) dos quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) foi superior ao piso regulatório em alguns dias, devido, principalmente, ao

²⁴ Consumo de energia do SIN considera a estimativa de consumo atendido pelos sistemas de Micro e Minigeração Distribuída

aumento considerável da temperatura atmosférica no período, que elevou a demanda total de energia elétrica do sistema. O PLD médio do 4T23 foi de R\$ 77,71/MWh, versus o valor de R\$ 56/MWh observado no 4T22. Em 2023, o PLD médio foi de R\$ 72,16, versus R\$ 59/MWh em 2022.

Com relação ao deslocamento hidrelétrico (GSF), de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o valor médio observado no 4T23 foi de 83,8% (versus 77,5% no 4T22), enquanto o valor anual de 2023 atingiu em 89,7% (versus 85,4% em 2022). O melhor aproveitamento hidrelétrico está associado diretamente ao armazenamento superior em relação aos anos anteriores.

Gráfico 29 – Deslocamento hidrelétrico (GSF %)



Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	Ano
2018	107%	114%	117%	100%	84%	71%	61%	57%	56%	68%	79%	99%	81%	82%
2019	162%	148%	137%	119%	92%	67%	55%	49%	53%	58%	67%	86%	69%	81%
2020	86%	105%	124%	104%	96%	76%	69%	63%	66%	64%	63%	81%	69%	80%
2021	67%	87%	111%	119%	111%	70%	54%	48%	52%	52%	64%	87%	66%	73%
2022	95%	95%	97%	106%	100%	83%	78%	76%	71%	70%	78%	85%	78%	85%
2023	104%	98%	102%	105%	98%	80%	78%	80%	83%	83%	83%	86%	84%	90%

2.2 Balanço Energético

O portfólio de ativos de geração da Auren em operação da Auren é composto por empreendimentos que somam 1.391 MW médios²⁵ de garantia física em dezembro 2023.

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 apresentam contratos no ACR são a UHE Porto Primavera e os complexos 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 é apresentado 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).

Tabela 15 – Balanço Energético dos ativos próprios da Auren

		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física ⁽¹⁾ dos ativos próprios (a)	(MWm)	1.249	1.443	1.498	1.498	1.498	1.498
Compras para Revenda (b)	(MWm)	2.688	1.611	1.530	1.069	728	253
Preço ⁽²⁾ Compras para Revenda	(R\$/MWh)	158	192				
Recursos Próprios (c) = (a) + (b)	(MWm)	3.937	3.054	3.028	2.567	2.226	1.751
Vendas no ACR (d)	(MWm)	493	493	493	493	493	514
Vendas no ACL (e)	(MWm)	3.412	2.335	2.157	1.586	984	495
Requisitos Próprios (f) = (d) + (e)	(MWm)	3.905	2.828	2.651	2.079	1.477	1.009
Preço ⁽³⁾ Requisitos Próprios	(R\$/MWh)	181	205				
Balanço Energético (g) = (c) – (f)	(MWm)	32	226	378	488	749	742
Margem Contratada (h)⁽⁴⁾	(R\$/MWh)	-	96		99		173

⁽¹⁾ 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.

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

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

⁽⁴⁾ A margem contratada está apresentada para o ano de 2024, a média do triênio 2025-2027 e média do quinquênio 2028-2032.

No 4T23, houve aumento da garantia física, comparado ao trimestre anterior, por conta da Portaria Nº 2.634/SNTEP/MME publicada em 09 de outubro de 2023, que revogou a revisão de garantia física de Ventos do Araripe III.

²⁵ Considera os ativos próprios e as participações da Auren em ativos hidrelétricos, excluindo UHE Paraibuna.

Tabela 16 – 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) ⁽¹⁾	Preço Líquido PIS / COFINS / P&D (R\$/MWh)
1º LEN - UHE Porto Primavera	148	116	01/12/2005	304,7	273,5
2º LEN - UHE Porto Primavera	82	125	01/06/2006	323,2	290,1
22º LEN - Ventos do Piauí I	93	190	21/08/2015	283,0	272,7
20º LEN - Ventos do Araripe III	15	145	01/11/2014	232,9	224,4
18º LEN - Ventos do Araripe III	103	127	01/12/2013	215,1	207,2
6º LER - Ventos do Araripe III	52	143	01/10/2014	239,1	230,3
Preços Médios ACR (R\$/MWh)				275,9	256,2

⁽¹⁾ Data-base dos preços: 01 de janeiro de 2024.

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 dezembro pelas hidrelétricas do país foi de 4.466 GWh, dos quais 3.975 GWh no primeiro semestre, 489 GWh no terceiro trimestre e apenas 2 GWh no quarto trimestre, devido a uma menor necessidade dos países vizinhos e da necessidade da disponibilidade hidrelétrica para atendimento do SIN. 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, R\$ 1,9 milhões no 3T23 e o valor imaterial no 4T23.

Tabela 17 – Balanço Energético das Participações

		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Garantia Física dos ativos (a)	(MWm)	218	256	256	256	256	256
Compras (b)	(MWm)	86	163	149	149	119	119
Recurso (c) = (a) + (b)	(MWm)	303	418	404	404	375	375
Vendas no ACL (d)	(MWm)	283	379	375	375	375	375
Requisitos (e)	(MWm)	283	379	375	375	375	375
Balanço Energético (f) = (c) – (e)	(MWm)	20	40	29	29	0	0
Margem Contratada das Participações (g)	(R\$/MWh)	-	195		204		160

Tabela 18 – Balanço Energético do Portfólio Consolidado da Auren (MW médio)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Recursos Próprios ⁽¹⁾	3.937	3.054	3.028	2.567	2.226	1.751
Recursos Participações ⁽²⁾	303	418	404	404	375	375
Recursos Totais (a)	4.240	3.472	3.433	2.971	2.601	2.126
Requisitos Próprios	3.905	2.828	2.651	2.079	1.477	1.009
Requisitos Participações ⁽²⁾	283	379	375	375	375	375
Requisitos Totais (b)	4.188	3.207	3.026	2.454	1.852	1.384
Balanço Consolidado (c) = (a) – (b)	52	266	407	517	749	742

⁽¹⁾ 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.

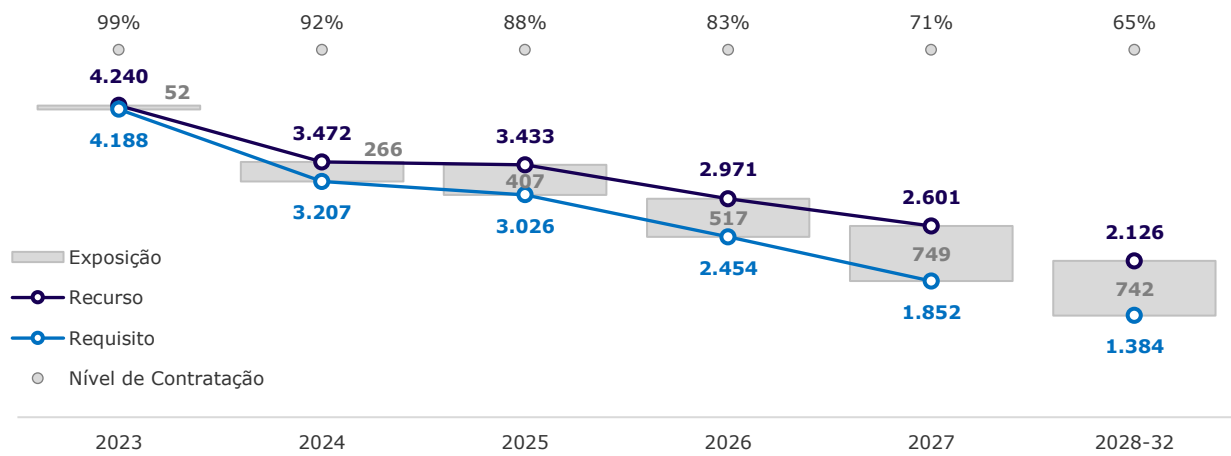
⁽²⁾ Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

O portfólio total, considerando os segmentos de Geração dos ativos próprios, das participações e de Comercialização, apresentou um volume de vendas próximo de 4,2 GW médios para o ano de 2023, quantidade mais de duas vezes superior à garantia física da Auren para o mesmo período.

A Auren permanece com a estratégia de elevado nível de contratação nos próximos anos, sendo que para o período de 2023 a 2025, o nível médio de contratação do portfólio é de, aproximadamente, 93% 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), portanto, líquido do GSF, o nível de contratação seria ainda maior.

Em relação ao 3T23, a principal alteração está relacionada ao aumento da exposição comprada (*long*) em aproximadamente 120 MW médios para o ano de 2025, em decorrência de compras de energia a preços médios entre R\$ 100/MWh e 105/MWh. As compras foram realizadas antecedendo uma potencial elevação da curva de preços futuros, de forma a suportar a estratégia de vendas para clientes finais. Além disso, houve incremento nos volumes de recurso e requisito nas participações, fruto de um rearranjo de contratos entre ativos e comercializadoras, mas que não alteraram substancialmente as exposições energéticas.

Gráfico 30 – Balanço Energético do portfólio consolidado da Auren (Geração, Comercialização e Participações)²⁶ (MW médio)



O nível de contratação demonstrado no Gráfico 30, acima, incorpora a garantia física referente ao projeto Sol de Jaíba, que está com sua implementação em curso. Cabe destacar que, para o horizonte 2028-2032, o nível médio de contratação do portfólio consolidado é de 65%.

²⁶ 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 sólida performance da Auren no 4T23 e no ano completo de 2023 resultou em um desempenho financeiro igualmente significativo. O maior volume transacionado em energia gerou um aumento da receita líquida de 14,7% no trimestre e de 7,4% no ano de 2023 em relação aos mesmos períodos do ano anterior.

O EBITDA Ajustado da Companhia no 4T23 teria apresentado um crescimento de 15,3% em relação ao 4T22 se desconsiderássemos o ressarcimento de seguro recebido no 4T22 por sinistro ocorrido anteriormente no parque Ventos do Araripe III. Em 2023, o EBITDA Ajustado cresceu 9,7% em relação ao ano anterior.

A Companhia encerrou 2023 com um prejuízo líquido de R\$ 317,7 milhões, em virtude da contabilização de despesas relativas ao IR/CSLL de R\$ 912,4 milhões e ao PIS/COFINS de R\$ 124,8 milhões sobre o ganho com a indenização dos ativos da UHE Três Irmãos, cuja receita vinculada à atualização monetária destes ativos indenizados foram contabilizadas ao final do exercício de 2022.

Tabela 19 – Destaques Financeiros

R\$ milhões	4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022 ^(a)	Var. (%)
Receita Líquida	1.703,7	1.484,9	14,7%	6.181,9	5.754,6	7,4%
Lucro Bruto	330,6	255,9	29,2%	1.332,9	1.153,3	15,6%
Margem Bruta	19,4%	17,2%	2,2 p.p.	21,6%	20,0%	0,1 p.p.
EBITDA	418,0	760,8	-45,1%	1.677,9	1.864,7	-10,0%
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	3,9	(136,7)	N.M.	(139,7)	(57,0)	144,9%
Dividendos recebidos	137,4	127,6	7,7%	229,6	235,0	-2,3%
Ganho pela migração de benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(20,1)	-100,0%
Contratos futuros de energia	(63,6)	13,2	N.M.	13,4	(156,0)	N.M.
Baixa de ativos por ajuste de inventário	12,3	-	100,0%	12,3	-	100,0%
Reversão de <i>impairment</i> de Ativo Imobilizado	-	(230,9)	-100,0%	-	(230,9)	-100,0%
EBITDA Ajustado	508,1	533,9	-4,8%	1.793,5	1.635,7	9,7%
Margem EBITDA Ajustada	29,8%	36,0%	-6,2 p.p.	29,0%	28,4%	0,6 p.p.
Resultado Financeiro	(76,2)	2.067,2	-103,7%	(238,0)	1.660,3	-114,3%
Lucro (Prejuízo) Líquido	107,6	2.453,1	-95,6%	(317,7)	2.675,7	-111,9%

^(a) 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 4T23 totalizou R\$ 1.703,7 milhões, um aumento de 14,7% em relação aos R\$ 1.484,9 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, principalmente explicado pelo aumento de 42,5% no volume de energia negociado no período (4.490 MW médios no 4T23 versus 3.151 MW médios no 4T22). Os efeitos entre os segmentos de negócio da Auren são explicados a seguir:


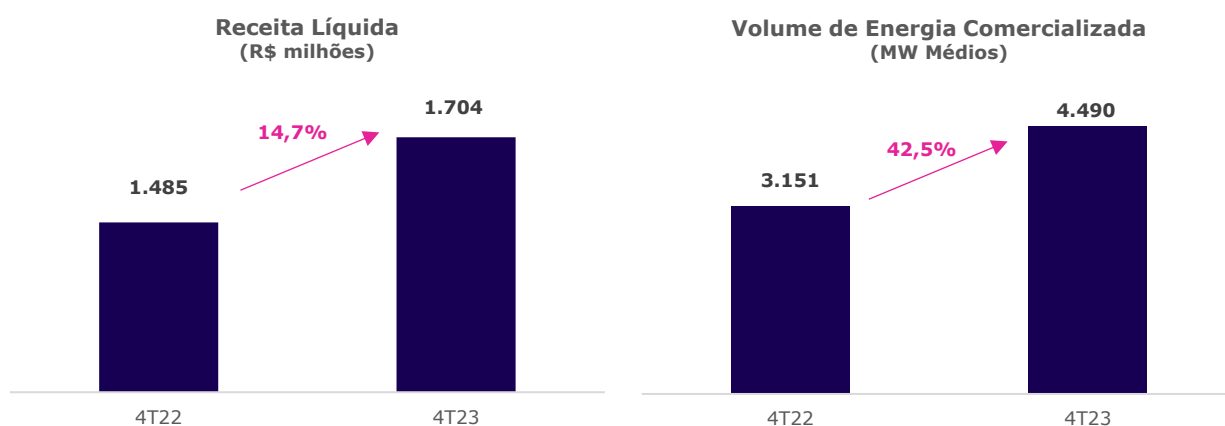
- 
- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 100,0 milhões ou 22,9% versus o 4T22 (R\$ 336,1 milhões no 4T23 versus R\$ 436,1 milhões no 4T22), principalmente em virtude da cessão dos contratos de compra e venda de energia para consolidá-los sob o segmento de Comercialização, realizada ao final de 2022 e ao encerramento de contratos *wholesale*, efeitos parcialmente compensados pela entrada de novos contratos e por reajustes de inflação, que resultou em um aumento de R\$ 13,20/MWh no preço médio de contratos do ACR. A cessão de contratos tem sua contrapartida refletida no segmento de Comercialização e, portanto, não impacta o resultado consolidado da Auren;
- (b) **Geração Eólica:** crescimento de R\$ 74,9 milhões ou 49,3% em relação ao 4T22 (R\$ 226,9 milhões no 4T23 versus R\$ 152,0 milhões no 4T22), explicado principalmente pela geração dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III (R\$ 31,8 milhões), que entraram em operação ao final do 4T22, pela melhor geração nos parques Ventos do Piauí I e Ventos do Araripe III em relação ao mesmo período de 2022 (R\$ 21,9 milhões) e pelo melhor resultado na comercialização de créditos de carbono (R\$ 9,2 milhões), além de reajuste dos contratos por inflação (R\$ 4,0 milhões);
- (c) **Comercialização:** aumento de R\$ 149,0 milhões ou 13,3% em relação ao 4T22, totalizando R\$ 1.273,0 milhões versus R\$ 1.124,0 milhões no 4T22, majoritariamente em função do aumento de 86,6% no volume de *trading* de energia (2.647 MW médios no 4T23 versus 1.418 no 4T22);
- (d) **Eliminações:** redução de receita líquida por efeito de eliminações de R\$ 94,6 milhões em relação ao 4T22, 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 31 - Receita Líquida e Volume de Energia Comercializada no trimestre



Em 2023, a receita líquida consolidada totalizou R\$ 6.181,9 milhões, o que representa um crescimento de 7,4% em relação aos R\$ 5.754,6 milhões reportados em 2022.

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

Os custos e despesas operacionais²⁷ no 4T23 aumentaram R\$ 558,7 milhões ou 62,3% em relação ao 4T22 (R\$ 1.455,3 milhões no 4T23 versus R\$ 896,6 milhões no 4T22), principalmente em função do maior custo com compra de energia de R\$ 135,3 milhões, dado o maior volume de energia negociado, e do menor resultado de outras receitas operacionais de R\$ 393,1 milhões no período, dada a variação positiva da marcação a mercado de contratos de energia na comparação 4T23 versus 4T22, combinado aos efeitos positivos ocorridos no 4T22, sendo eles a reversão de provisão para *impairment* de ativos imobilizados e a reversão de provisão para contingências.

Vale ressaltar que o aumento de PMSO no valor de R\$ 32,3 milhões no 4T23 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, principal item de eficiência em Custos e Despesas Operacionais, deveu-se sobretudo aos reajustes inflacionários, à entrada em operação integral de Ventos do Piauí II e III e às receitas (reduzoras de despesas) *one-off* ocorridas no 4T22, nenhum destes efeitos relacionados à redução de eficiência.

Os principais efeitos nos segmentos de negócio e maiores detalhes estão explicados a seguir:

- (a) Custos com Compra de Energia:** aumento de R\$ 135,3 milhões ou 14,3% em relação ao 4T22 (R\$ 1.084,3 milhões no 4T23 versus R\$ 949,1 milhões no 4T22), explicado por:
- **Geração Hidrelétrica:** redução de R\$ 71,9 milhões em energia comprada em relação ao 4T22, devido ao encerramento de contratos de compra de energia para cobertura de exposição *short* do segmento;
 - **Geração Eólica:** aumento de R\$ 5,1 milhões em relação ao 4T22 para equalização do balanço de lastro das eólicas, principalmente em função da revisão de garantia física de Ventos do Araripe III, totalizando R\$ 7,6 milhões no 4T23 versus R\$ 2,6 milhões no 4T22;
 - **Comercialização:** aumento de R\$ 107,5 milhões ou 9,9% (R\$ 1.191,9 milhões no 4T23 versus R\$ 1.084,4 milhões no 4T22), majoritariamente explicado pelo maior volume das operações de *trading* de energia, embora a preços menores do que os praticados no mesmo período do ano anterior, parcialmente compensado pelo efeito do encerramento de contratos *wholesale*;
 - **Eliminações Intercompany:** menor efeito de eliminação de R\$ 94,6 milhões no 4T23, devido aos menores volume e preços de energia observados nas operações *intercompany*. Mais detalhes dessas operações estão disponíveis na seção "Informações Importantes".

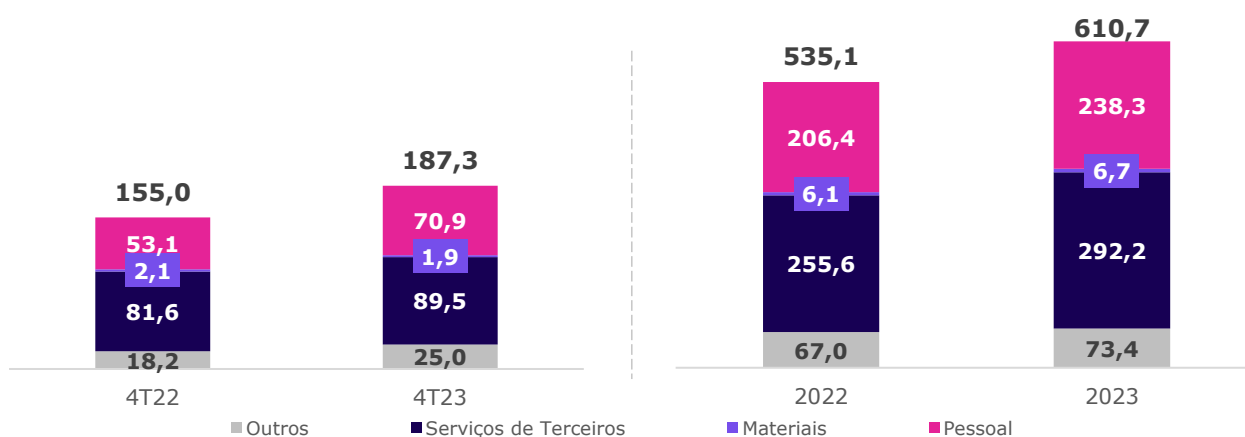
²⁷ O total de custos e despesas operacionais inclui: Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação, Despesas Gerais e Administrativas, Depreciação e Amortização e Outras Receitas (Despesas) Operacionais, líquidas.

(b) Encargos de Uso da Rede Elétrica: aos encargos totalizaram R\$ 70,4 milhões no período (versus R\$ 68,9 no 4T22), representando um aumento de 2,2% em relação ao 4T22, demonstrando estabilidade na comparação entre os períodos;

(c) Custos e Despesas com PMSO²⁸: aumento de R\$ 32,3 milhões no 4T23 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, totalizando R\$ 187,3 milhões no 4T23 versus R\$ 155,0 milhões no 4T22, explicado por:

- **Pessoal (P):** aumento de R\$ 17,7 milhões ou 33,4%, explicado principalmente por efeito de reajuste inflacionário e por maior provisão para bônus em relação ao 4T22. As despesas com pessoas totalizaram R\$ 70,9 milhões versus R\$ 53,1 milhões no 4T22;
- **Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** aumento de R\$ 7,7 milhões ou 9,2% (R\$ 91,3 milhões no 4T23 versus R\$ 83,6 milhões no 4T22), principalmente em virtude de maiores despesas com operação e manutenção relacionadas à entrada em operação de Ventos do Piauí II e III no montante de R\$3,3 milhões, além de R\$3,2 milhões em iniciativas relacionadas ao crescimento;
- **Outros (O):** aumento de R\$ 6,8 milhões ou 37,9% na comparação entre os trimestres, explicado principalmente por receitas *one-off* ocorridas no 4T22, totalizando R\$ 25,0 milhões no 4T23 versus R\$ 18,2 milhões no 4T22.

Gráfico 32 – Despesas com PMSO (R\$ milhões)

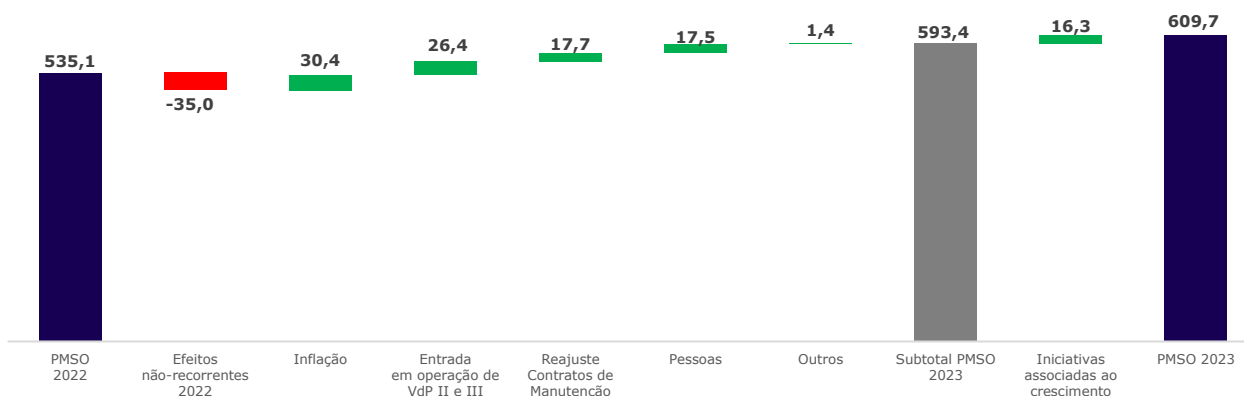


Em 2023, as despesas com PMSO totalizaram R\$ 610,7 milhões, um aumento de 14,1% em relação aos R\$ 535,1 milhões reportados em 2022, principalmente em virtude da

²⁸ 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.

entrada em operação dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III, além de reajustes, sobretudo inflacionários, nos contratos de manutenção dos parques que já estavam em operação nos dois períodos e de maior despesa com pessoal. Os principais efeitos estão explicados no gráfico a seguir:

Gráfico 33 – Evolução das Despesas com PMSO nos 2023²⁹ (R\$ milhões)



(d) Depreciação e Amortização: redução de R\$ 2,9 milhões ou 1,7% (R\$ 169,6 milhões no 4T23 versus R\$ 172,5 milhões no 4T22), estável na comparação entre os períodos;

(e) Demais Receitas e Despesas³⁰: receita de R\$ 55,2 milhões no 4T23 versus receita de R\$ 448,3 milhões no 4T22. A variação entre os períodos é explicada, principalmente, pela variação positiva de R\$ 76,7 milhões na marcação a mercado dos contratos futuros de energia e pelos efeitos ocorridos no 4T22 relacionados à reversão de provisão referente à homologação de Ação Civil Pública de pescadores, à indenização dos lucros cessantes de Ventos do Araripe III de R\$ 93,4 milhões e à reversão de *impairment* de ativos imobilizados da controlada CESP de R\$ 230,9 milhões.

²⁹ Iniciativas associadas ao crescimento incluem a entrada em operação comercial dos complexos eólicos Ventos do Piauí II e III ao final de 2022;

³⁰ Demais receitas e despesas incluem principalmente marcação a mercado (MtM) dos contratos futuros de energia e provisão (reversão) de litígios.

3.3 EBITDA Ajustado

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 neste trimestre ou em períodos anteriores, quais sejam: (i) provisão ou reversão de litígios e baixa de depósitos judiciais; (ii) dividendos recebidos das participações minoritárias; (iii) ganho pela migração de benefícios pós-emprego; (iv) baixa de ativos por ajuste de inventário; e (v) reversão de *impairment* de ativo imobilizado.

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 comparação, os números históricos foram ajustados nesse mesmo critério, conforme demonstrado na reconciliação a seguir:

Tabela 20 – Reconciliação do EBITDA Ajustado Consolidado

R\$ milhões	4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
EBITDA	418,0	760,8	-45,1%	1.677,9	1.864,7	-10,0%
Provisão (reversão) de litígios e baixa de depósitos judiciais	3,9	(136,7)	-102,9%	(139,7)	(57,0)	144,9%
Dividendos recebidos	137,4	127,6	7,7%	229,6	235,0	-2,3%
Contratos futuros de energia	(63,6)	13,2	-582,4%	13,4	(156,0)	-108,6%
Reversão de <i>impairment</i> de ativo imobilizado	-	(230,9)	-100,0%	-	(230,9)	-100,0%
Baixa de ativos por ajuste de inventário	12,3	-	100,0%	12,3	-	100,0%
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(20,1)	-100,0%
EBITDA Ajustado	508,1	533,9	-4,8%	1.793,5	1.635,7	9,7%
Margem EBITDA Ajustada	29,8%	36,0%	-6,2 p.p	29,0%	28,4%	0,6 p.p

O EBITDA Ajustado totalizou R\$ 508,1 milhões no 4T23, uma redução de 4,8% em relação aos R\$ 533,9 milhões reportados no 4T22, com margem EBITDA ajustada de 29,8% versus 36,0% no 4T22. Desconsiderando o efeito positivo do ressarcimento do sinistro de Ventos do Araripe III no valor de R\$ 93,4 milhões contabilizado no 4T22, o EBITDA Ajustado do 4T23 teria apresentado crescimento de 15,3% em relação ao mesmo período do ano anterior, explicado principalmente pela maior geração dos parques eólicos Ventos do Piauí II e III e pela combinação entre maior volume e melhora de margem das operações de *trading* de energia, além de maiores dividendos recebidos das empresas investidas.

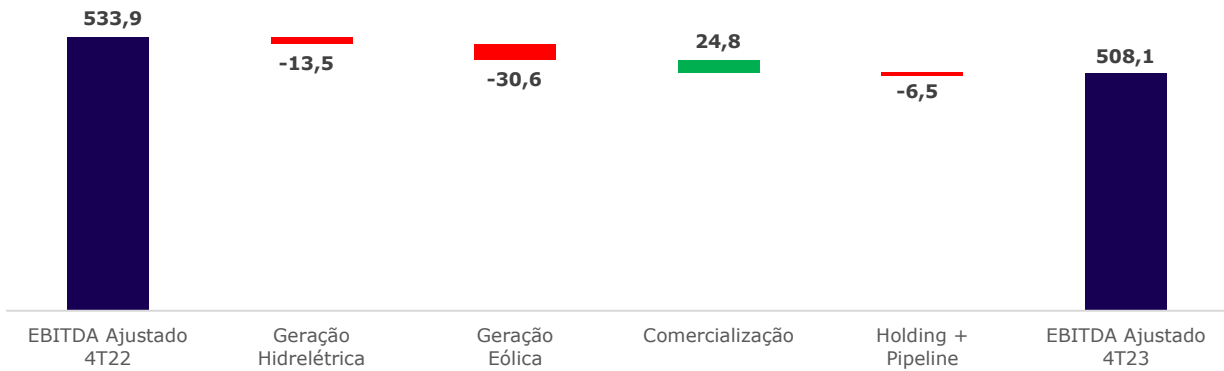
Os principais efeitos na variação do EBITDA Ajustado dos segmentos podem ser explicados por:

- (a) **Geração Hidrelétrica:** redução de 3,5% ou R\$ 13,5 milhões no EBITDA Ajustado do período (R\$ 368,3 milhões no 4T23 versus R\$ 381,9 milhões no 4T22), principalmente em virtude da cessão dos contratos de energia *intercompany* para a Auren Comercializadora, parcialmente compensada pelo aumento de dividendos recebidos das empresas investidas;
- (b) **Geração Eólica:** redução de 16,4% ou R\$ 30,6 milhões, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 156,2 milhões no 4T23 versus R\$ 186,8 milhões no 4T22, principalmente em função do efeito positivo de R\$93 milhões de ressarcimento do sinistro de Ventos do Araripe III no 4T22. O complexo eólico Ventos do Piauí II e III impactaram positivamente o EBITDA Ajustado em R\$ 19,4 milhões nesse trimestre, além dos reajustes dos contratos por inflação, que somaram R\$4 milhões;
- (c) **Comercialização:** aumento de R\$ 24,8 milhões no 4T23, explicado pelo aumento de 53,6% no volume de comercialização de energia em relação ao 4T22 e pelo melhor resultado das operações de *trading*, totalizando um EBITDA Ajustado de R\$ 25,1 milhões versus R\$ 0,3 milhões no 4T22;
- (d) **Holding e Pipeline:** aumento de R\$ 6,5 milhões nas despesas no 4T23, totalizando R\$ 41,6 milhões no 4T23, versus R\$ 35,1 milhões no 4T22, principalmente em função de maiores despesas com pessoal.

Tabela 21 – EBITDA Ajustado por segmento

R\$ milhões	4T23	4T22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Geração Hidrelétrica	368,3	381,9	-3,5%	1.103,3	1.287,4	-14,3%
Geração Eólica	156,2	186,8	-16,4%	620,1	475,3	30,5%
Comercialização	25,1	0,3	7766,5%	223,2	8,1	2663,0%
<i> Holding e Pipeline</i>	(41,6)	(35,1)	18,6%	(153,1)	(135,0)	13,3%
EBITDA Ajustado	508,1	533,9	-4,8%	1.793,5	1.635,7	9,7%
Margem EBITDA Ajustada	29,8%	36,0%	-6,2 p.p	29,0%	28,4%	0,6 p.p

Gráfico 34 – Evolução do EBITDA Ajustado do 4T23 versus 4T22 (R\$ milhões)



Em 2023, o EBITDA Ajustado totalizou R\$ 1.793,5 milhões, um crescimento de 9,7% em relação aos R\$ 1.635,7 milhões reportados no ano anterior, com margem de 29,0% (+0,6 p.p. versus 28,4% em 2022), refletindo o resultado da entrada em operação de Ventos do Piauí II e III e a melhora do volume e do resultado das operações de *trading* de energia.

3.4 Resultado Financeiro

Tabela 22 – Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	4T23	4T22	Var.%	2023	2022	Var.%
Receitas Financeiras	138,8	2.536,2	-94,5%	945,5	2.842,0	-66,7%
Atualização monetária de ativos indenizáveis pela União	-	2.421,6	-100,0%	262,3	2.421,6	-89,2%
Rendimento sobre equivalentes de caixa, aplicações financeiras e conta reserva	135,9	101,2	34,3%	532,5	368,2	44,6%
Ajuste a valor presente e atualização monetária de alienação de investidas	4,9	3,8	29,3%	25,0	32,9	-24,0%
Juros sobre capital próprio	-	-	-	11,7	-	-
Atualização monetária sobre depósitos judiciais	3,0	3,4	-12,7%	12,8	13,9	-8,2%
Realização de ajuste a valor presente dos ativos indenizáveis	-	1,9	-100,0%	11,5	1,9	519,2%
Reversão do ajuste a valor presente pela securitização	-	-	-	218,4	-	-
Outras receitas financeiras	0,6	8,2	-92,7%	18,8	17,2	9,3%
(-) PIS e COFINS sobre resultado financeiro	(5,5)	(3,8)	43,8%	(147,5)	(13,7)	973,3%
Despesas Financeiras	(215,0)	(469,0)	-54,2%	(1.183,5)	(1.181,7)	0,2%
Juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(97,1)	(112,7)	-13,9%	(392,4)	(315,0)	24,6%
Atualização monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	(35,5)	(31,3)	13,5%	(212,8)	(177,9)	19,6%
Ajuste a valor presente sobre ativos indenizáveis pela União	-	(231,8)	-100,0%	-	(231,8)	-100,0%
Apropriação de custos de captações	(4,0)	(1,7)	130,2%	(16,9)	(14,9)	13,6%
Atualização monetária sobre provisão para litígios	(19,3)	(8,4)	128,2%	(46,1)	(102,3)	-54,9%
Custo financeiro da securitização	-	-	-	(236,6)	-	-
Instrumento financeiro - Hedge financeiro importação	(1,0)	-	-	(8,7)	-	-
Baixa de atualização monetária de depósitos judiciais	-	-	-	(2,9)	(2,5)	17,3%
Atualização do saldo de benefícios pós-emprego	(43,8)	(41,8)	4,7%	(175,2)	(159,9)	9,6%
Resilição contratual bancária	-	-	-	-	(28,0)	-100,0%
Encargos sobre operações de desconto	-	(12,0)	-100,0%	-	(48,5)	-100,0%
Ajuste a valor presente de alienação de investidas	(3,0)	(7,2)	-58,6%	(12,4)	(23,5)	-47,0%
Atualização monetária sobre ressarcimento	(2,1)	(2,1)	0,6%	(15,2)	(12,2)	24,8%
Outras despesas financeiras, líquidas	(9,3)	(19,8)	-53,1%	(64,1)	(65,2)	-1,6%
Resultado Financeiro Líquido	(76,2)	2.067,2	N.M.	(238,0)	1.660,3	N.M.

No 4T23, o resultado financeiro líquido foi uma despesa líquida de R\$ 76,2 milhões, versus receita líquida de R\$ 2,1 bilhões no 4T22, em virtude de:

- (a) **Receitas Financeiras:** redução de R\$ 2.397,4 milhões ou 94,5% na receita financeira no trimestre (R\$ 138,8 milhões versus R\$ 2,5 bilhões no 4T22) explicada, principalmente, pelo efeito positivo do reconhecimento do valor a receber referente à indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$ 2,4 bilhões no 4T22;
- (b) **Despesas Financeiras:** redução de R\$ 254,0 milhões ou 54,2% em relação ao 4T22, totalizando R\$ 215,0 milhões (versus R\$ 469,0 milhões no 4T22), principalmente explicada pela despesa com ajuste a valor presente sobre ativos indenizáveis pela União de R\$ 231,8 milhões reconhecida no 4T22, após a celebração do acordo referente à indenização da UHE Três Irmãos.

3.5 Resultado Líquido

Tabela 23 – Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	4T23	4T22	Var. %	2023	2022	Var. %
EBITDA	418,0	760,8	-45,1%	1.677,9	1.864,7	-10,0%
Depreciação e Amortização	(169,6)	(172,5)	-1,7%	(677,3)	(615,8)	10,0%
Resultado Financeiro	(76,2)	2.067,2	N.M.	(238,0)	1.660,3	N.M.
Imposto de Renda e Contribuição Social	(74,5)	(251,3)	-70,4%	(1.153,6)	(368,8)	212,8%
Equivalência Patrimonial	9,9	49,0	-79,7%	73,3	135,3	-45,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido	107,6	2.453,1	N.M.	(317,7)	2.675,7	N.M.

O lucro líquido no 4T23 totalizou R\$ 107,6 milhões, versus R\$ 2,5 bilhões no 4T22, resultado de:

- (a) **EBITDA:** EBITDA consolidado (pré-ajustes) de R\$ 418,0 milhões no 4T23, redução de R\$ 342,8 milhões ou 45,1% em relação aos R\$ 760,8 milhões registrados no 4T22, principalmente em virtude de efeitos não operacionais, notadamente o *impairment* (R\$ 230,9 milhões) e a reversão de provisão para litígios e baixas judiciais (R\$ 136,7 milhões) que impactaram positivamente o EBITDA no 4T22;
- (b) **Resultado financeiro:** redução de R\$ 2,1 bilhões no resultado financeiro líquido em comparação com o 4T22, atribuída ao efeito positivo da atualização monetária relacionada à indenização da UHE Três Irmãos, que totalizou R\$ 2,4 bilhões na receita financeira do 4T22;
- (c) **Imposto de Renda e Contribuição Social:** redução de R\$ 176,8 milhões em relação ao 4T22 (R\$ 74,5 milhões no 4T23 versus R\$ 251,3 milhões no 4T22), principalmente em função da redução do EBITDA consolidado no 4T23, conforme acima mencionada;
- (d) **Equivalência patrimonial:** redução de R\$ 39,0 milhões em relação ao 4T22 (R\$ 9,9 milhões no 4T23 versus R\$ 49,0 milhões no 4T22), em virtude do menor lucro apurado pelas empresas investidas não consolidadas.

No ano, o resultado líquido foi um prejuízo de R\$ 317,7 milhões, principalmente pelo efeito de reconhecimento da despesa de IR/CSLL e de PIS/COFINS sobre a atualização do ganho relativo à indenização da UHE Três Irmãos, que totalizaram R\$ 912,4 milhões e R\$ 124,8 milhões em 2023, respectivamente.

3.6 Endividamento

O endividamento bruto da Companhia ao final do 4T23 totalizou R\$ 6,4 bilhões, versus R\$ 5,8 bilhões no 4T22, o que corresponde a um aumento de R\$ 522 milhões entre os períodos, principalmente explicado pelas captações para os complexos eólicos Ventos do Piauí II e III e para os projetos fotovoltaicos Sol de Jaíba e Sol do Piauí, que totalizaram R\$ 488 milhões.

O saldo de caixa, equivalentes e aplicações financeiras ao final do 4T23 totalizou R\$ 3.238,4 milhões, um aumento de R\$ 7,1 milhões em relação aos R\$ 3.231,3 milhões no 4T22.

Ao final do 4T23, a dívida líquida consolidada da Companhia totalizou R\$ 3,2 bilhões, com prazo médio de 7,2 anos e custo médio pré-fixado da carteira de 10,5% a.a. (IPCA +4,3% a.a. ou CDI +0,3% a.a.). A alavancagem financeira, medida pela relação entre dívida líquida e EBITDA Ajustado, de 1,8x ficou estável em relação ao 4T22.

Gráfico 35 – Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)

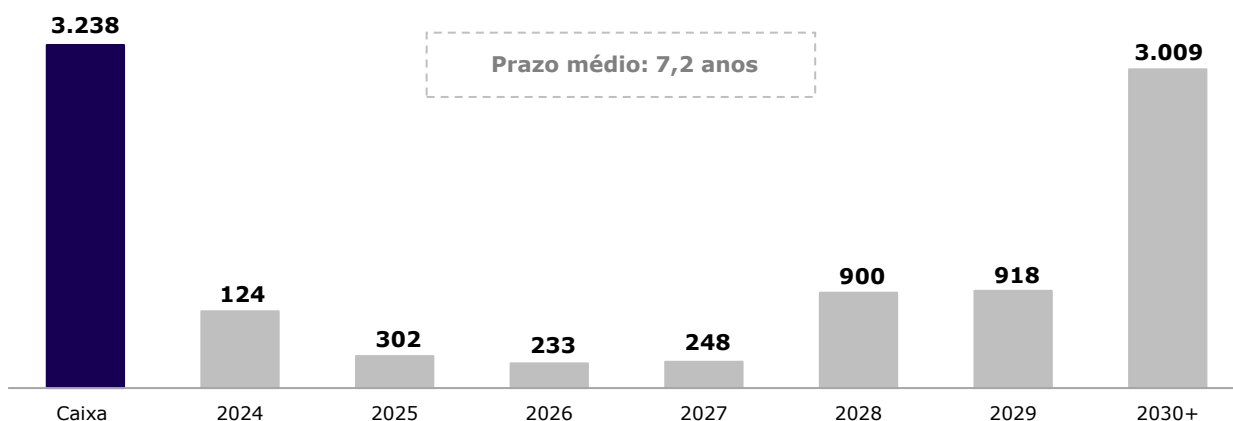
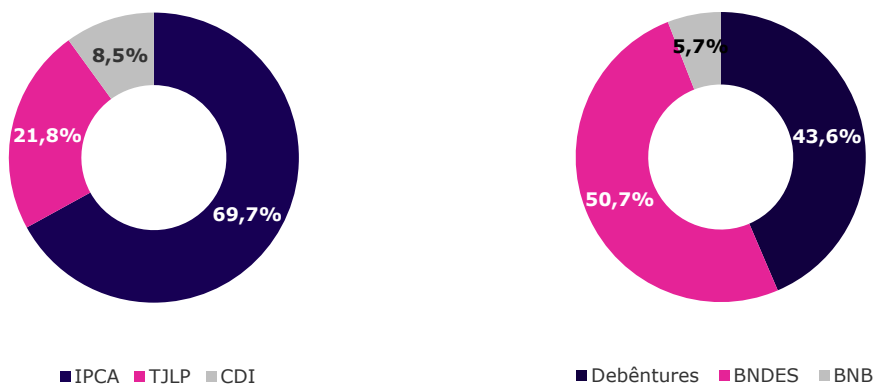


Gráfico 36 – Perfil da Dívida Bruta (%)



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 24 – Fluxo de Caixa Livre Consolidado

R\$ milhões	4T23	4T22	Var. %	2023	2022	Var. %
EBITDA Ajustado	508,1	533,9	-4,8%	1.793,5	1.635,7	9,7%
IR/CS Caixa	(31,0)	(22,7)	36,7%	(737,0)	(68,4)	978,1%
Capital de Giro e Outros	(102,1)	(38,9)	162,3%	101,5	(64,5)	-257,4%
CAPEX <i>Sustaining</i>	(20,9)	(6,4)	226,7%	(39,1)	(14,2)	174,2%
Fluxo de Caixa Operacional	354,1	466,0	-24,0%	1.118,9	1.488,6	-24,8%
Serviço da Dívida	(65,9)	(54,7)	20,3%	(330,4)	(266,4)	24,0%
Fluxo de Caixa Operacional após Serviço da Dívida	288,3	411,2	-29,9%	788,5	1.222,2	-35,5%
CAPEX Projetos	(568,2)	(91,4)	521,6%	(2.051,7)	(1.504,2)	36,4%
Pagamento de litígios, obrigações e acordos judiciais	(21,6)	(97,6)	-77,9%	(117,6)	(182,9)	-35,7%
Captações	262,2	129,2	102,9%	990,8	1.032,2	-4,0%
Amortizações	(127,2)	(101,1)	25,8%	(767,9)	(182,8)	320,1%
Securitização	-	-	-	4.164,6	-	-
Aumento de Capital Social	-	-	-	-	1.500,0	-100,0%
Migração de benefícios pós-emprego (Planos de Contribuição Definida)	-	-	-	-	(306,0)	-100,0%
Dividendos	(1.499,8)	-	-	(2.999,6)	(100,0)	2899,9%
Fluxo de Caixa Livre	(1.666,3)	250,3	N.M.	7,1	1.478,4	-99,5%
Saldo de Caixa Inicial	4.904,7	2.981,0	64,5%	3.231,3	1.752,9	84,3%
Saldo de Caixa Final	3.238,4	3.231,3	0,2%	3.238,4	3.231,3	0,2%
Fundo Liquidez - Conta Reserva	190,4	154,1	23,6%	190,4	154,1	23,6%
Saldo de Caixa Final + Conta Reserva	3.428,8	3.385,4	1,3%	3.428,8	3.385,4	1,3%

A variação no fluxo de caixa livre entre o 4T23 e o 4T22 é explicada, principalmente, por:

- (a) **Capital de Giro e Outros:** redução de R\$ 63,5 milhões no trimestre (R\$ 102,4 milhões no 4T23 versus R\$ 38,9 milhões no 4T22), explicada principalmente por: (i) diminuição de R\$ 20 milhões devido ao pagamento dos ressarcimentos anuais dos contratos do ACR das eólicas, (ii) acréscimo de R\$ 20 milhões nos pagamentos de benefício pós-emprego, e (iii) aumento de R\$ 27 milhões no saldo de tributos a recuperar;
- (b) **CAPEX de Projetos:** desembolso de R\$ 568,2 milhões no 4T23, principalmente em virtude da evolução das instalações nos projetos Sol de Jaíba e Sol do Piauí;
- (c) **IR/CS Caixa:** desembolso de R\$ 30,7 milhões no 4T23, principalmente devido ao aumento no lucro tributável corrente em virtude da melhora de margem do segmento de Comercialização;

- (d) **Captações:** aumento de R\$ 133 milhões no 4T23, devido às captações para os projetos fotovoltaicos Sol de Jaíba (R\$ 160 milhões) e Sol do Piauí (R\$ 100 milhões).

4. Evento Subsequente

4.1 Distribuição de Dividendos

O Conselho de Administração aprovou, nesta data, a proposta de distribuição e pagamento de dividendos no montante total de R\$ 400 milhões, o que corresponde a R\$ 0,40 por ação, com base em parte da reserva de lucros da Companhia.

Terão direito aos dividendos declarados os acionistas da Companhia na data base de 01 de março de 2024, incluindo as negociações realizadas até essa data, e passarão a ser negociadas ex-dividendos a partir de 04 de março de 2024. O efetivo pagamento será realizado em 14 de março de 2024.

Mais informações estão disponíveis no Aviso aos Acionistas publicado no site de RI da Companhia.

5. Contencioso Passivo

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

Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 2.590 milhões, dos quais R\$ 984 milhões com probabilidade de perda estimada como provável e R\$ 1.605 milhões com probabilidade de perda estimada como possível.

Do 3T23 para o 4T23, houve uma redução de R\$ 5,0 milhões no 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 dos demais R\$ 38,5 milhões restantes se deu na linha do contencioso passivo possível.

Gráfico 37 - Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)

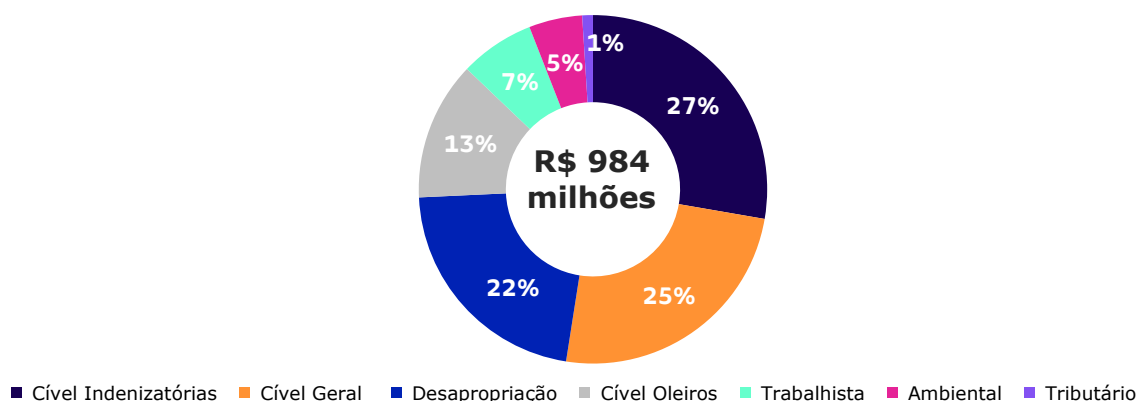
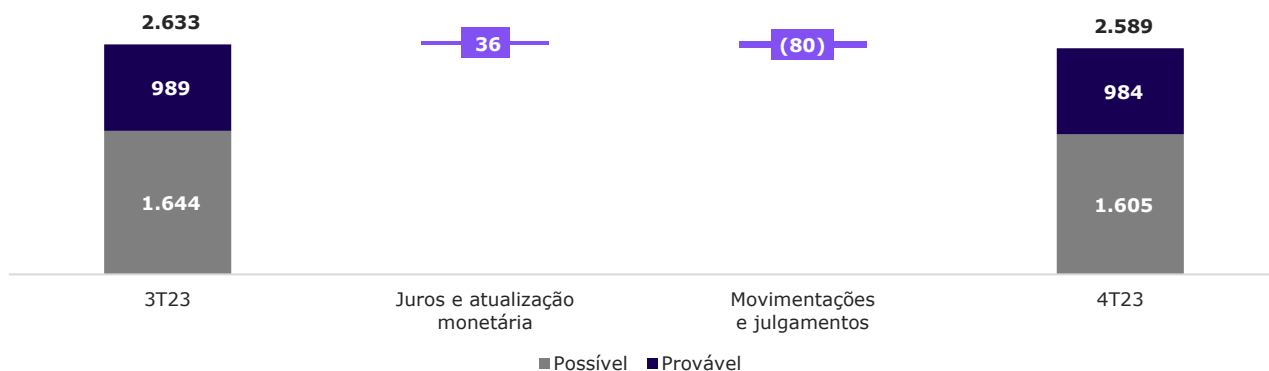


Gráfico 38 - Evolução das Ações Judiciais do Contencioso Passivo ³¹ (R\$ milhões)



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

³¹ 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.

6. Plano de Pensão – Vivest

Como anteriormente divulgado, a partir de 2020 houve um aumento do déficit nos planos de benefícios previdenciários com renda vitalícia, contratados pela CESP junto à Vivest, principalmente em virtude da alta do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) quando comparado ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) particularmente no período 2020-2021, juntamente a um cenário econômico desfavorável.

Nesse cenário, a Companhia definiu uma estratégia de mitigação desse risco atuarial relacionada aos planos de previdência complementar com renda vitalícia. Entre as principais frentes de atuação, o lançamento do plano de migração voluntária possibilitou aos participantes dos planos de benefício definido (Plano de Suplementação de Aposentadoria e Pensão - PSAP) a transferência do seu patrimônio para um plano de Contribuição Definida (CD).

A migração, executada em 01 de julho de 2022, resultou na liquidação, pela CESP, do valor de R\$306 milhões em agosto de 2022, referente ao pagamento do déficit migrado, encerrando essa etapa do processo de mitigação do risco atuarial. Com isso, a parcela de participantes migrada deixou de ter seus benefícios vinculados à renda vitalícia e, portanto, não impactará potenciais déficits atuariais futuros da Companhia.

Em maio de 2023 houve a aprovação pela PREVIC para alteração do indexador do fundo de pensão Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão - PSAP/CESP B1, administrado pela Fundação CESP. A solicitação aprovada pela PREVIC constituiu mais um passo da Auren e da CESP na gestão de riscos e visou um melhor equilíbrio na indexação entre os ativos e obrigações de parte relevante dos planos de pensão da CESP.

Os compromissos atuariais relacionados ao plano PSAP são calculados pela Vivest, a partir da adoção da metodologia definida pela PREVIC. A metodologia utilizada pela PREVIC é responsável pelo cálculo da posição atuarial regulatória e, portanto, define, eventuais necessidades de aportes de caixa pela CESP, caso se configurem posições deficitárias. A metodologia PREVIC não impacta diretamente o Resultado, apenas o plano de equacionamento do déficit.

O plano de equacionamento impacta as rubricas de Caixa e de Benefício Pós-Emprego, no Passivo Não-circulante, 12 meses após o cálculo do déficit. O pagamento do plano é realizado mensalmente. Em relação ao déficit apurado em 31 de dezembro de 2023, os valores de equacionamento serão definidos ao longo de 2023, com eventuais impactos a partir de 2025.

De acordo com a metodologia PREVIC, em dezembro de 2023 apurou-se um déficit atuarial de responsabilidade exclusiva da patrocinadora CESP no valor de R\$ 1.384,9 milhões, uma redução no déficit atuarial de R\$ 325,5 milhões quando comparado ao final do ano anterior. Essa redução deveu-se principalmente pela performance dos investimentos do plano superiores à meta atuarial e ao aumento da taxa de desconto dos fluxos financeiros passivos, observado em 2023. Vale ressaltar que a definição da metodologia da taxa de desconto do passivo pela metodologia PREVIC segue um critério diferente daquele definido pela metodologia do CPC 33, utilizados para fins de avaliação contábil.

Tabela 25 – Cálculo do déficit atuarial pela metodologia PREVIC

(R\$ milhões, exceto onde indicado)	2023	2022	Var. (%)
Valor Presente das obrigações	(6.354,1)	(6.755,1)	-5,9%
Operações Contratadas	(1.179,6)	(1.259,1)	-6,3%
Valor Justo dos ativos	6.089,0	6.213,8	-2,0%
Déficit apurado 100% Plano	(1.540,3)	(1.901,3)	-19,0%
Déficit apurado Patrocinadora CESP ³²	(1.384,9)	(1.710,4)	-19,0%
Taxa real de desconto ³³	4,88%	4,83%	-0,1 p.p

Os valores dos compromissos atuariais apresentados nas Demonstrações Financeiras da Companhia são calculados conforme previsto no pronunciamento técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis 33 (R) / IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33).

Ao final de 2023, segundo o CPC 33, houve um aumento no déficit atuarial de R\$ 369 milhões quando comparado ao final de 2022, principalmente pela redução na taxa de desconto do passivo (NTN-B) de 6,20% em 2022 para 5,53% em 2023, conforme Tabela 26 abaixo.

Tabela 26 – Cálculo do déficit atuarial pela metodologia CPC33

(R\$ milhões, exceto onde indicado)	2023	2022	Var. (%)
Valor Presente das obrigações	(6.339,6)	(6.212,7)	2,0%
Valor Justo dos ativos	4.706,5	4.948,8	-4,9%
Déficit³⁴	(1.633,1)	(1.263,9)	29,2%
Taxa real de desconto ³⁵	5,53%	6,20%	-0,67 p.p

³² O valor de responsabilidade da patrocinadora CESP corresponde a parcela de obrigação da Companhia em eventuais necessidades de aportes (saída de caixa).

³³ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base na Portaria PREVIC nº228/2021. A taxa de desconto calculada para o ano será a nova meta atuarial para o ano subsequente, ou seja, os 4,88% será a meta atuarial par 2022, impactando a atualização dos benefícios concedidos para o ano e, respectivamente, os 4,83% serão a meta atuarial válida para 2023.

³⁴ Valor é apresentado líquido na linha de Benefícios pós-emprego no Passivo Não Circulante

³⁵ A taxa de desconto a ser utilizada para mensurar as obrigações com os benefícios de aposentadoria deve ser definida com base em negócios praticados no mercado financeiro para papéis de primeira linha. Por falta de título com este perfil, é estabelecido como base os títulos públicos de longo prazo ligados à inflação, especificamente as NTN-Bs que estão ligadas ao índice de inflação IPCA. A taxa utilizada é a da data da avaliação (31/12), alinhadas com o prazo médio dos planos apurado.

Metodologias de Cálculo dos Compromissos Atuariais

Com base nas metodologias³⁶ definidas na política contábil dos fundos de pensão no Brasil, apresentaremos um breve comparativo entre as metodologias acima apresentadas:

Tabela 27 - Resumo das Metodologias dos Fundos de Pensão no Brasil

	CPC 33	PREVIC
Metodologia de Cálculo do Passivo Atuarial	Método atuarial Crédito Unitário Projetado para apurar o valor presente da obrigação do plano	Método atuarial Agregado para apurar o valor presente da obrigação do plano
Metodologia de definição da Taxa de Desconto	Taxa definida com base nos títulos de longo prazo (NTN-B) posicionados em 31/12/2023	Taxa definida com base no corredor instituído pela PREVIC na Portaria PREVIC nº 337/2020

³⁶ Portarias PREVIC: 31/12/2020: Portaria PREVIC nº 337/2020; 31/12/2021: Portaria PREVIC nº 228/2021.

7. Temas Regulatórios

7.1 ANEEL aprova revisão nas regras da Comercialização Varejista

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em dezembro de 2023 a Resolução Normativa nº 1.081/2023, que altera o arcabouço regulatório relacionado à Comercialização Varejista e aos requisitos de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O novo normativo é resultado da discussão realizada por meio da Consulta Pública 28/2023, motivada pela publicação da Portaria 50/2022, do Ministério de Minas e Energia (MME), que possibilitou a migração de consumidores com demanda inferior à 500 kW para o mercado livre a partir de janeiro de 2024, desde que representados obrigatoriamente por comercializadores varejistas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A discussão regulatória girou em torno de alterações que visaram simplificar aspectos de migração e representação desses consumidores de energia.

Uma alteração relevante promovida pela nova regra está relacionada ao processo de denúncia do Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCER), momento em que o consumidor indica à distribuidora de energia que tem interesse na migração ao ACL e solicita o fim de seu contrato de compra de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Até então, a regulação da ANEEL estabelecia que o consumidor potencialmente livre interessado em exercer a opção de contratação de energia no ACL, deveria informar tal opção à distribuidora ao menos seis meses antes da data de renovação do seu CCER, usualmente renovado a cada 12 meses de forma automática.

De forma a tornar o processo mais ágil e simplificado, a nova regulação torna a vigência do CCER indeterminada a partir da próxima renovação dos contratos vigentes, assim, a efetiva migração poderá ocorrer em um prazo de até 180 dias após a denúncia do contrato pelo consumidor, não sendo mais atrelada ao fim de seu contrato. A alteração é positiva para o mercado livre de energia.

Outra definição relevante endereçada no normativo se refere ao processo de medição desses consumidores, a nova regulação conferiu à CCEE o papel de agente responsável pela gestão dos dados de medição dos consumidores representados por agentes varejistas. A regulação estabelece ainda que o consumidor poderá conceder acesso aos seus dados, na forma de consulta, para terceiros, o que pode funcionar como um primeiro passo para o Open Energy.

A nova regulação endereçou também a suspensão do fornecimento de consumidores inadimplentes junto à comercializadora varejista, definindo novo fluxo para a notificação ao consumidor e a efetiva suspensão do fornecimento. O novo regramento estabeleceu previsão expressa para que consumidores inadimplentes não possam optar pela portabilidade entre comercializadores varejistas ou pelo retorno ao ACR até que os débitos em aberto sejam sanados.

As diversas alterações estabelecidas pela ANEEL são positivas para os agentes que atuam na comercialização, estabelecendo mais agilidade nos processos de migração ao ACL e criando mais segurança regulatória para o desenvolvimento dessa atividade.

Por fim, vale destacar que as alterações aqui apresentadas ainda precisarão ser endereçadas nos Procedimentos e Regras da CCEE. A ANEEL estabeleceu que a Câmara deverá elaborar essas minutas ainda no primeiro trimestre de 2024. Após isso, é esperado que haja uma nova fase da Consulta Pública 28/2023 para discutir esses documentos.

7.2 Decreto altera governança corporativa da CCEE


O Decreto 11.835, publicado em dezembro de 2023, alterou a governança corporativa da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), modificando sua estrutura e suas funções, além de promover alteração na forma de cobrança de emolumentos dos agentes.

Sobre a estrutura organizacional da Câmara, a principal alteração promovida pelo Decreto se refere à criação de uma Diretoria Executiva da CCEE e a divisão das atividades entre esta e o Conselho de Administração (CA).

O novo ato estabelece que o Conselho de Administração será composto por 8 membros com mandato de 2 anos e permitidas 2 reconduções não coincidentes. Cada categoria de agentes, incluindo agora a categoria de consumo, indicará um representante, resultando em 4 membros. Os outros 4 membros (incluindo o Presidente do CA) serão indicados pelo MME. Além disso, Presidente do Conselho terá voto de qualidade nos casos de empate nas deliberações.

Ainda sobre o Conselho, o Decreto confere a ele a atribuição de aprovar anualmente o orçamento da Câmara, atividade que, na governança atual é realizada em Assembleia Geral com participação dos agentes de todas as classes da CCEE.

Também é estabelecida a Diretoria Executiva, **um** órgão deliberativo que deve assegurar o cumprimento das Regras e dos Procedimentos de Comercialização e propor anualmente o orçamento da CCEE ao Conselho de Administração. O documento prevê que o Diretor Presidente deverá ser necessariamente indicado pelo MME.



Além das alterações organizacionais, o Decreto ajusta também as funções e atribuições da Câmara. Em especial, confere à CCEE a atividade de atuação em sistemas de certificação de energia, incluindo atividades como a efetiva certificação e a gestão desses documentos. Vale destacar que a CCEE já atua na Certificação de Hidrogênio desde 2023.

Outro tema relevante é o pagamento de emolumentos, os custos cobrados para a emissão de documentos e/ou execução de atividades específicas aos agentes. No modelo atual esses custos têm valores fixos atualizados anualmente pela inflação, porém, com o novo dispositivo espera-se que a CCEE estabeleça uma nova metodologia de cálculo dessa cobrança, por meio de duas parcelas, sendo uma parcela fixa, e de mesmo valor para todos os agentes, e outra variável, de valor proporcional ao volume de energia contabilizado pelo agente ao longo dos últimos doze meses.

A operacionalização das diretrizes definidas no novo ato ainda depende de alterações normativas da ANEEL, especialmente na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, estabelecida por meio da Resolução Normativa ANEEL 957/2021, além de alterações no próprio Estatuto Social da Câmara.

Nesse sentido, o documento prevê que a ANEEL terá até meados de março de 2024 para adequar a Convenção de Comercialização e que, após isso, a Assembleia Geral da CCEE terá 50 dias para aprovar o novo Estatuto Social da Câmara.

7.3 Deferido pedido interposto pelas associações Abeeólica e Absolar para a compensação integral dos eventos de restrição de operação por *constrained-off* aos geradores eólicos e solares.

Ao fim de 2023, a Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (Abeeólica) e Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), as quais a Auren é associada, interpuseram pedido de liminar em busca de garantir às suas associadas a compensação integral por eventos de restrição de operação por *constrained-off*.

Vale lembrar que o *constrained-off* é a redução da geração de energia de uma ou mais usinas, determinada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), cujo motivo é alheio à gestão do empreendedor, tais como indisponibilidades nas linhas de transmissão, limites da capacidade de escoamento da rede ou excesso de geração frente a demanda de energia do sistema.

O objetivo da liminar foi suspender os dispositivos que limitam o ressarcimento ao gerador por essa frustração, especialmente aqueles previstos na Resolução Normativa ANEEL (REN ANEEL) n. 1.030/2022. O pedido foi fundamentado na Lei n. 10.848/2004 e no Decreto n. 5.163/2004 que dispõem em seu artigo n. 59 que:

"as regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos [...] esquemas de corte de geração e de alívio de cargas".

Importante recordar que a REN ANEEL n. 1.030/2022 e a REN ANEEL n. 1.073/2023, estabeleceram procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eólicas e fotovoltaicas, por meio da qual a Agência definiu classificações para os eventos de cortes de geração através de três categorias de restrição de operação, sendo que apenas uma delas enseja compensação na forma de ressarcimento ao agente impactado.

Para fins de ressarcimento, a regra vigente prevê possibilidade de compensação apenas para os cortes de geração classificados pelo ONS como razão de indisponibilidade externa, ou seja, motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão ou da 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 são passíveis de compensação, de acordo com a regulamentação vigente.

Além disso, a ANEEL estabeleceu que mesmo os cortes passíveis de compensação serão suportados pelo gerador até determinada franquia de horas, a qual é definida e revisada anualmente pelo ONS, com base em uma média móvel das indisponibilidades médias apuradas para as instalações de transmissão de 230kv e 500kv registradas nos últimos cinco anos civis.

Em 30 de novembro de 2023, o pedido de antecipação dos efeitos da tutela recursal foi deferido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região (TRF 1), o qual reconheceu o direito de compensação pelos cortes de geração nas usinas independentemente das classificações dos eventos e incidência da franquia de horas, a partir do Relatório do Processamento da Contabilização da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de Energia Elétrica, divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no dia 01.12.2023 (com a competência de outubro de 2023).

No entanto, o cumprimento dos efeitos da tutela aguarda decisão do TRF 1 perante o agravo interno interposto pela ANEEL contra a decisão em 08 de dezembro de 2023. A Auren Energia, na qualidade de associada da Abeeólica e Absolar, possui o seu portfólio de geração de energia de fontes eólica e solar abarcados pela decisão judicial em questão.

8. Informações Importantes

8.1 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](#).

8.2 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.

8.3 Equivalência Patrimonial

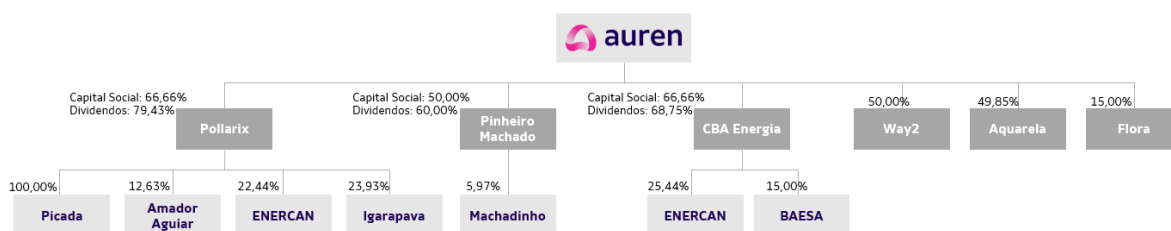
Os resultados que compõem a equivalência patrimonial contabilizada pela Companhia são provenientes das participações societárias indiretas nos ativos hidrelétricos (CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado) e nas empresas Way2, Aquarela e Flora Energia.

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 01 – Participações societárias indiretas da Companhia³⁷



³⁷ Data base: janeiro de 2024.

9. Anexos

Anexo 01 - Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 4T23 vs. 4T22 – Visão Segmentada

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	4T23	4T22	Var. %	4T23	4T22	Var. %	4T23	4T22	Var. %	4T23	4T22	Var. %	4T23	4T22	Var. %	4T23	4T22	Var. %
Receita bruta	1.931,1	1.698,2	13,7%	390,3	502,0	-22,2%	237,2	157,3	50,8%	1.443,0	1.284,6	12,3%	0,4	-	N.M.	(139,9)	(245,7)	-43,1%
Receita líquida	1.703,7	1.484,9	14,7%	336,1	436,1	-22,9%	226,9	152,0	49,3%	1.273,0	1.124,0	13,3%	0,4	-	N.M.	(132,6)	(227,2)	-41,6%
Custos com compra de energia	(1.084,3)	(949,1)	14,3%	(17,4)	(89,3)	-80,5%	(7,6)	(2,6)	198,4%	(1.191,9)	(1.084,4)	9,9%	-	-	N.M.	132,6	227,2	-41,6%
Encargos de uso da rede elétrica	(70,4)	(68,9)	2,2%	(55,3)	(55,3)	0,0%	(14,6)	(13,5)	7,9%	-	-	N.M.	(0,4)	-	N.M.	-	-	N.M.
Custos com operação	(63,1)	(51,7)	22,1%	(18,2)	(15,3)	19,1%	(44,6)	(36,4)	22,6%	-	-	N.M.	(0,3)	-	N.M.	-	-	N.M.
Depreciação e Amortização	(155,3)	(159,3)	-2,5%	(96,8)	(95,7)	1,2%	(58,4)	(63,7)	-8,2%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Lucro bruto	330,6	255,9	29,2%	148,3	180,5	-17,8%	101,6	35,8	183,7%	81,0	39,6	104,5%	(0,3)	-	N.M.	-	-	N.M.
Despesas gerais e administrativas	(123,1)	(102,8)	19,8%	(19,6)	(25,1)	-22,1%	(5,4)	(7,9)	-30,9%	(53,9)	(39,8)	35,3%	(44,2)	(30,0)	47,5%	-	-	N.M.
Depreciação e amortização	(14,4)	(13,2)	9,0%	(0,7)	(0,7)	2,5%	(1,7)	(0,8)	110,6%	(0,8)	(0,7)	19,1%	(11,2)	(11,0)	1,4%	-	-	N.M.
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	55,2	448,3	-87,7%	(9,0)	370,9	N.M.	0,0	95,2	-100,0%	(18,5)	85,1	N.M.	2,9	(5,1)	N.M.	79,8	(97,7)	N.M.
Lucro operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro	248,4	588,3	-57,8%	119,0	525,5	-77,3%	94,5	122,4	-22,8%	7,9	84,2	-90,7%	(52,8)	(46,1)	14,6%	79,8	(97,7)	N.M.
Equivalência patrimonial	9,9	49,0	-79,7%	10,1	53,9	-81,3%	-	-	N.M.	(0,1)	(0,4)	-65,9%	52,7	315,3	-83,3%	(52,7)	(319,8)	-83,5%
Resultado financeiro líquido	(76,2)	2.067,2	N.M.	(48,4)	2.117,4	N.M.	(64,6)	(65,8)	-1,7%	9,8	(6,0)	N.M.	27,1	21,6	25,1%	-	-	N.M.
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	182,1	2.704,5	-93,3%	80,7	2.696,8	-97,0%	29,9	56,6	-47,2%	17,5	77,8	-77,5%	26,9	290,8	-90,7%	27,1	(417,6)	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	(74,5)	(251,3)	-70,4%	(24,8)	(262,5)	-90,6%	(17,1)	(47,0)	-63,7%	(12,6)	16,8	N.M.	7,1	8,3	-14,5%	(27,1)	33,0	N.M.
Lucro (prejuízo) líquido	107,6	2.453,1	-95,6%	55,9	2.434,3	-97,7%	12,8	9,6	33,3%	4,9	94,6	-94,8%	34,0	299,1	-88,6%	-	(384,5)	-100,0%
Imposto de renda e contribuição social	74,5	251,3	-70,4%	24,8	262,5	-90,6%	17,1	47,0	-63,7%	12,6	(16,8)	N.M.	(7,1)	(8,3)	-14,5%	27,1	(33,0)	N.M.
Lucro antes dos impostos	182,1	2.704,5	-93,3%	80,7	2.696,8	-97,0%	29,9	56,6	-47,2%	17,5	77,8	-77,5%	26,9	290,8	-90,7%	27,1	(417,6)	N.M.
Equivalência patrimonial	(9,9)	(49,0)	-79,7%	(10,1)	(53,9)	-81,3%	-	-	N.M.	0,1	0,4	-65,9%	(52,7)	(315,3)	-83,3%	52,7	319,8	-83,5%
Resultado financeiro líquido	76,2	(2.067,2)	N.M.	48,4	(2.117,4)	N.M.	64,6	65,8	-1,7%	(9,8)	6,0	N.M.	(27,1)	(21,6)	25,1%	-	-	N.M.
Depreciação, amortização	169,6	172,5	-1,7%	97,5	96,4	1,2%	60,1	64,5	-6,7%	0,8	0,7	19,1%	11,2	11,0	1,4%	-	-	N.M.
EBITDA	418,0	760,8	-45,1%	216,6	621,9	-65,2%	154,6	186,8	-17,2%	8,7	84,9	-89,8%	(41,6)	(35,1)	18,8%	79,8	(97,7)	N.M.
Repactuação do risco hidrológico	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	(230,9)	-100,0%	-	(230,9)	-100,0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
(Provisão)/Reversão para litígios e baixas de depósitos judiciais	3,9	(136,7)	N.M.	3,6	(136,7)	N.M.	0,0	-	N.M.	0,2	-	N.M.	0,0	-	N.M.	-	-	N.M.
Dividendos recebidos	137,4	127,6	7,7%	137,4	127,6	7,7%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Baixa de ativos por ajuste de inventário	12,3	-	N.M.	10,7	-	N.M.	1,6	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Contratos futuros de energia	(63,6)	13,2	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	16,2	(84,6)	N.M.	-	-	N.M.	(79,8)	97,7	N.M.
EBITDA Ajustado	508,1	533,9	-4,8%	368,3	381,9	-3,5%	156,2	186,8	-16,4%	25,1	0,3	7766,5%	(41,6)	(35,1)	18,6%	-	-	N.M.
Margem EBITDA Ajustada	29,8%	36,0%	-6,1 p.p	109,6%	87,6%	22,0 p.p	68,9%	122,9%	-54,1 p.p	2,0%	0,0%	1,9 p.p	-	-	-	-	-	-

Anexo 02 – Demonstração do Resultado do Exercício e EBITDA Ajustado 2023 vs. 2022 – Visão Segmentada

R\$ milhões	Consolidado			Geração Hidrelétrica			Geração Eólica			Comercialização			Holding			Eliminações		
	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %
Receita bruta	7.017,7	6.530,1	7,5%	1.479,3	1.959,6	-24,5%	908,4	572,5	58,7%	5.166,2	4.771,8	8,3%	0,4	-	N.M.	(536,6)	(773,9)	-30,7%
Receita líquida	6.181,9	5.754,6	7,4%	1.271,2	1.705,1	-25,4%	871,5	550,7	58,2%	4.540,2	4.207,9	7,9%	0,4	-	N.M.	(501,4)	(709,2)	-29,3%
Custos com compra de energia	(3.743,5)	(3.622,8)	3,3%	(55,7)	(298,5)	-81,4%	(25,0)	(10,2)	146,3%	(4.164,2)	(4.023,2)	3,5%	-	-	N.M.	501,4	709,2	-29,3%
Encargos de uso da rede elétrica	(277,0)	(246,5)	12,4%	(221,1)	(209,5)	5,6%	(55,5)	(37,0)	50,0%	-	-	N.M.	(0,4)	-	N.M.	-	-	N.M.
Custos com operação	(206,9)	(170,3)	21,5%	(52,0)	(58,2)	-10,8%	(154,7)	(112,0)	38,1%	-	(0,0)	-100,0%	(0,3)	-	N.M.	-	-	N.M.
Depreciação e amortização	(621,5)	(561,8)	10,6%	(387,6)	(399,7)	-3,0%	(233,9)	(162,0)	44,3%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Lucro bruto	1.332,9	1.153,3	15,6%	554,8	739,1	-24,9%	402,4	229,5	75,3%	376,1	184,7	103,6%	(0,3)	-	N.M.	-	-	N.M.
Despesas gerais e administrativas	(399,5)	(364,4)	9,6%	(76,9)	(102,6)	-25,0%	(17,1)	(10,4)	64,7%	(150,9)	(124,8)	20,9%	(154,6)	(126,6)	22,1%	-	-	N.M.
Depreciação e amortização	(55,8)	(54,1)	3,1%	(2,7)	(4,5)	-39,5%	(6,4)	(3,5)	80,6%	(2,9)	(2,2)	36,7%	(43,8)	(43,9)	-0,4%	-	-	N.M.
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	122,9	514,1	-76,1%	137,5	324,2	-57,6%	(0,7)	94,1	N.M.	(148,4)	542,8	N.M.	1,9	(8,4)	N.M.	132,7	(438,5)	N.M.
Lucro operacional antes das participações societárias e do resultado financeiro	1.000,6	1.248,9	-19,9%	612,7	956,2	-35,9%	378,3	309,7	22,1%	73,8	600,5	-87,7%	(196,8)	(179,0)	10,0%	132,7	(438,5)	N.M.
Equivalência patrimonial	73,3	135,3	-45,8%	73,6	176,0	-58,2%	-	-	N.M.	(0,3)	(2,5)	-89,1%	52,7	525,3	-90,0%	(52,7)	(563,4)	-90,7%
Resultado financeiro líquido	(238,0)	1.660,3	N.M.	(82,6)	1.771,6	N.M.	(254,3)	(176,7)	43,9%	35,4	(29,9)	N.M.	63,6	95,3	-33,3%	-	-	N.M.
Lucro (prejuízo) antes do IR/CSLL	835,9	3.044,5	-72,5%	603,7	2.903,8	-79,2%	123,9	133,0	-6,8%	108,9	568,0	-80,8%	(80,6)	441,6	N.M.	80,0	#####	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	(1.153,6)	(368,8)	212,8%	(1.010,5)	(298,9)	238,1%	(68,0)	(86,8)	-21,6%	(55,6)	(160,0)	-65,2%	7,7	28,0	-72,5%	(27,1)	148,9	N.M.
Lucro (prejuízo) líquido	(317,7)	2.675,7	N.M.	(406,8)	2.604,9	N.M.	55,9	46,1	21,2%	53,3	408,1	-86,9%	(72,9)	469,6	N.M.	52,9	(853,0)	N.M.
Imposto de renda e contribuição social	1.153,6	368,8	212,8%	1.010,5	298,9	238,1%	68,0	86,8	-21,6%	55,6	160,0	-65,2%	(7,7)	(28,0)	-72,5%	27,1	(148,9)	N.M.
Lucro antes dos impostos	835,9	3.044,5	-72,5%	603,7	2.903,8	-79,2%	123,9	133,0	-6,8%	108,9	568,0	-80,8%	(80,6)	441,6	N.M.	80,0	#####	N.M.
Equivalência patrimonial	(73,3)	(135,3)	-45,8%	(73,6)	(176,0)	-58,2%	-	-	N.M.	0,3	2,5	-89,1%	(52,7)	(525,3)	-90,0%	52,7	563,4	-90,7%
Resultado financeiro líquido	238,0	(1.660,3)	N.M.	82,6	(1.771,6)	N.M.	254,3	176,7	43,9%	(35,4)	29,9	N.M.	(63,6)	(95,3)	-33,3%	-	-	N.M.
Depreciação, amortização	677,3	615,8	10,0%	390,3	404,2	-3,4%	240,3	165,6	45,1%	2,9	2,2	36,7%	43,8	43,9	-0,4%	-	-	N.M.
EBITDA	1.677,9	1.864,7	-10,0%	1.003,0	1.360,4	-26,3%	618,5	475,3	30,1%	76,7	602,6	-87,3%	(153,1)	(135,0)	13,4%	132,7	(438,5)	N.M.
Reversão de impairment de ativo imobilizado	-	(230,9)	-100,0%	-	(230,9)	-100,0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
(Provisão)/Reversão para litígios e baixas de depósitos judiciais	(139,7)	(57,0)	144,9%	(140,1)	(57,0)	145,6%	0,0	-	N.M.	0,3	-	N.M.	0,0	-	N.M.	-	-	N.M.
Dividendos recebidos	229,6	235,0	-2,3%	229,6	235,0	-2,3%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Ganho pela migração benefícios pós-emprego	-	(20,1)	-100,0%	-	(20,1)	-100,0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Baixa de ativos por ajuste de inventário	12,3	-	N.M.	10,7	-	N.M.	1,6	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Contratos futuros de energia	13,4	(156,0)	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	146,1	(594,5)	N.M.	-	-	N.M.	(132,7)	438,5	N.M.
EBITDA Ajustado	1.793,5	1.635,7	9,7%	1.103,3	1.287,4	-14,3%	620,1	475,3	30,5%	223,2	8,1	2663,0%	(153,1)	(135,0)	13,3%	-	-	N.M.
Margem EBITDA Ajustada	29,0%	28,4%	0,6 p.p	86,8%	75,5%	11,3 p.p	71,2%	86,3%	-15,1 p.p	4,9%	0,2%	4,7 p.p	-	-	-	-	-	-

Anexo 03 - Características da Dívida Bruta

	Dívida Bruta (R\$ milhões)	Indexador	Spread	Prazo Médio	Amortização	Vencimento
Auren	394,3					
1ª Debênture	394,3	CDI	1,48%	1,0	<i>Bullet</i>	dez/24
CESP	2.072,1					
11ª Debênture	150,5	CDI	1,64%	1,5	Anual a partir de dez/22	dez/25
12ª Debênture	1.921,6	IPCA	4,30%	5,7	Anual a partir de ago/28	ago/30
Ventos de Piauí I	726,1					
BNDES	582,4	TJLP	2,16%	5,3	Mensal a partir de jul/18	jun/34
1ª Debênture	143,7	IPCA	5,47%	0,5	<i>Bullet</i>	jun/24
Ventos de Piauí II e III	1.783,4					
BNDES	1.783,4	IPCA	4,56%	10,7	Mensal a partir de dez/22	mar/45
Ventos do Araripe III	1.058,2					
Repassa	389,2	TJLP	3,15%	3,2	Mensal a partir de fev/18	dez/29
BNDES	469,0	TJLP	2,49%	7,4	Mensal a partir de fev/18	jun/35
1ª Debênture	199,9	IPCA	6,99%	5,8	Semestral a partir de jul/18	jul/32
Sol do Piauí	95,2					
BNDES	95,2	IPCA	3,65%	10,7	Mensal a partir de mai/24	nov/44
Sol de Jaíba	362,2					
BNB 1ª tranche	194,0	IPCA	5,27%	15,0	Mensal a partir de out/24	set/46
BNB 2ª tranche	168,3	IPCA	5,73%	14,4	Mensal a partir de ago/25	jul/47
Total	6.491,5			7,2		

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	4T23
Curto-Prazo	204,4	226,9	236,6	276,6	285,5	952,7	434,8	851,8
Longo-Prazo	4.623,9	5.358,7	5.492,2	5.553,6	5.835,2	5.728,7	5.711,0	5.500,0
Dívida Bruta	4.828,3	5.585,6	5.728,8	5.830,2	6.120,8	6.681,3	6.145,8	6.351,8
Instrumentos Financeiros Derivativos	(0,0)	(0,1)	0,1	0,2	(1,6)	14,1	0,1	0,0
Arrendamentos	6,8	5,6	80,7	44,3	45,4	46,0	66,8	66,7
Total Dívida Bruta	4.835,0	5.591,1	5.809,5	5.874,7	6.164,5	6.741,4	6.212,8	6.418,6
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	3.238,4
Dívida Líquida	1.661,2	2.243,5	2.828,6	2.643,4	2.761,8	456,1	1.308,1	3.180,2
Alavancagem (Dívida Líquida/EBITDA Ajustado (12M))	1,5x	1,8x	2,0x	1,8x	1,6x	0,3x	0,7x	1,8x

Anexo 05 – Ratings de Crédito

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

Anexo 06 - Portfólio de Ativos em Operação³⁸

Ativo ⁽¹⁾	Fonte	Capacidade Instalada ⁽²⁾ (MW)	Garantia Física ⁽²⁾ (MW médio)	Participação Econômica Indireta ⁽³⁾
Porto Primavera	Hidrelétrica	1.540,0	886,8	100,0%
Barra Grande (BAESA)	Hidrelétrica	71,2	36,7	10,3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾	Hidrelétrica	153,9	66,8	17,5%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾	Hidrelétrica	156,9	68,1	17,8%
Amador Aguiar I e II	Hidrelétrica	45,1	27,3	10,0%
Igarapava	Hidrelétrica	39,9	24,2	19,0%
Picada	Hidrelétrica	39,7	23,5	79,4%
Machadinho	Hidrelétrica	40,8	19,6	3,6%
Ventos do Araripe III	Eólica	357,9	178,5	100,0%
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%
Sol do Piauí	Fotovoltaica	48,1	11,8	100,0%
Total		3.117,8	1.656,0	

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

⁽²⁾ Capacidade instalada proporcional à participação econômica indireta da Companhia nos ativos;

⁽³⁾ 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;

⁽⁴⁾ Holding CBA Energia;

⁽⁵⁾ Holding Pollarix.

³⁸ Data base: janeiro de 2024.

Anexo 07 - Ativos em Construção

Ativo	Fonte	Capacidade Instalada (MWac)	Garantia Física (MW médio)	Participação Econômica
Sol de Jaíba	Fotovoltaica	500,0	154,2	100,0%
Total		500,0	154,2	

Anexo 08 – Pipeline de Ativos

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