

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@aurenenergia.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 (m³/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).

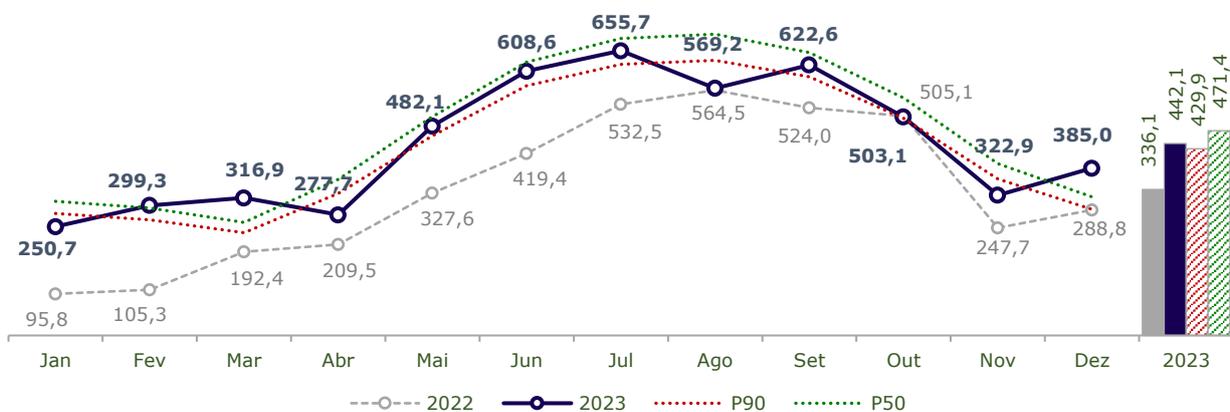
⁶ Potência instalada atualizada em 21 de agosto de 2023, após alteração das características técnicas dos aerogeradores de 4,4 MW para 4,5 MW.

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

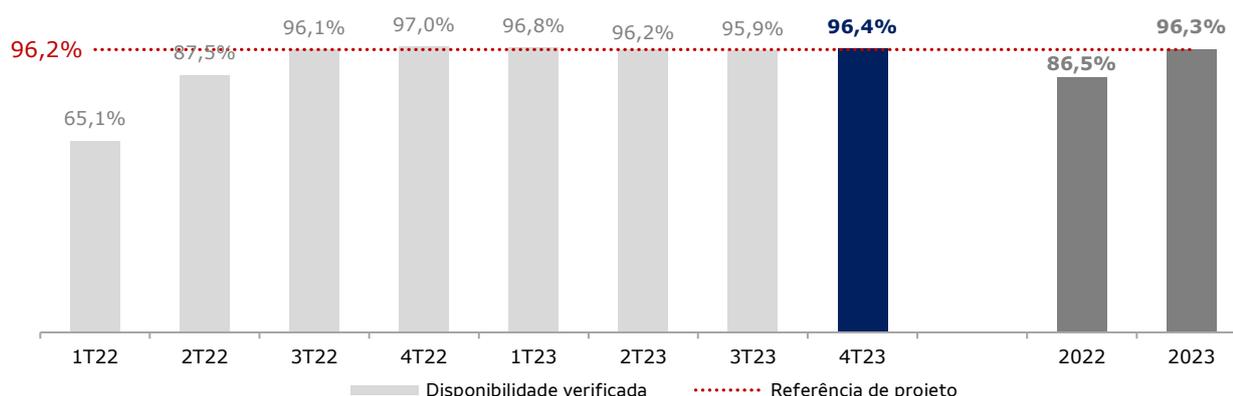
Período	Geração (MW médio)	Geração Esperada (P90) (MW médio)	Var. (P90)	Geração Esperada (P50) (MW médio)	Var. (P50)
1T22	73,9	90,4	-18,2%	95,7	-22,8%
1T23	98,7		9,1%		3,1%
2T22	183,8	171,3	7,3%	181,3	1,4%
2T23	160,4		-6,4%		-11,5%
3T22	244,1	242,0	0,9%	256,1	-4,7%
3T23	219,8		-9,2%		-14,2%
4T22	130,9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



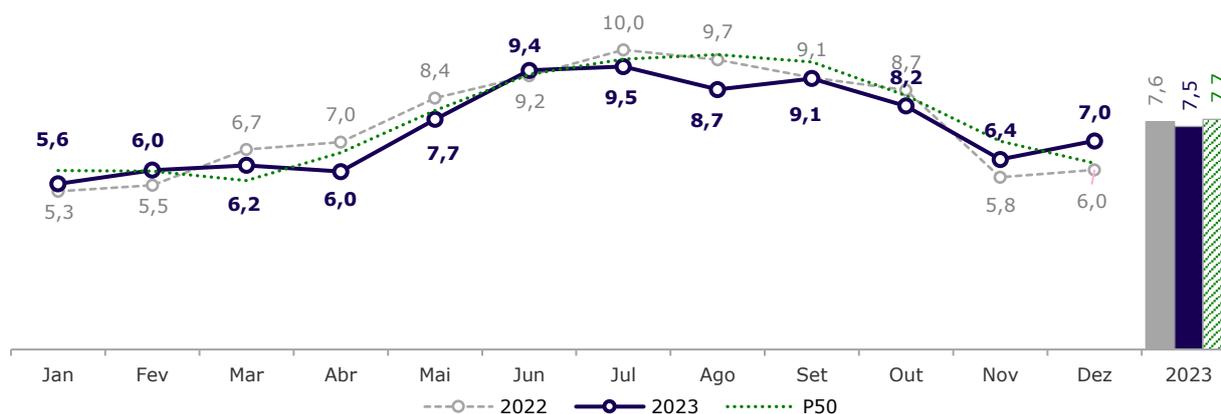
O índice de disponibilidade temporal médio do complexo atingiu 96,4% no 4T23, uma redução de 0,6 p.p. em comparação à disponibilidade verificada no 4T22 (97,0%), porém, desempenhando acima da referência do projeto.

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.

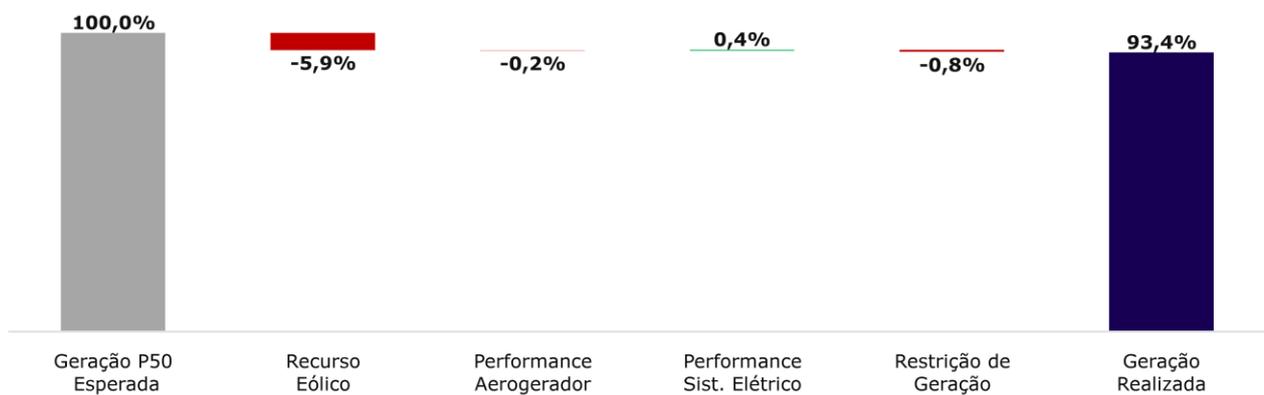
Gráfico 06 – Ventos do Araripe III: Velocidade Média Mensal do Vento (m/s)



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

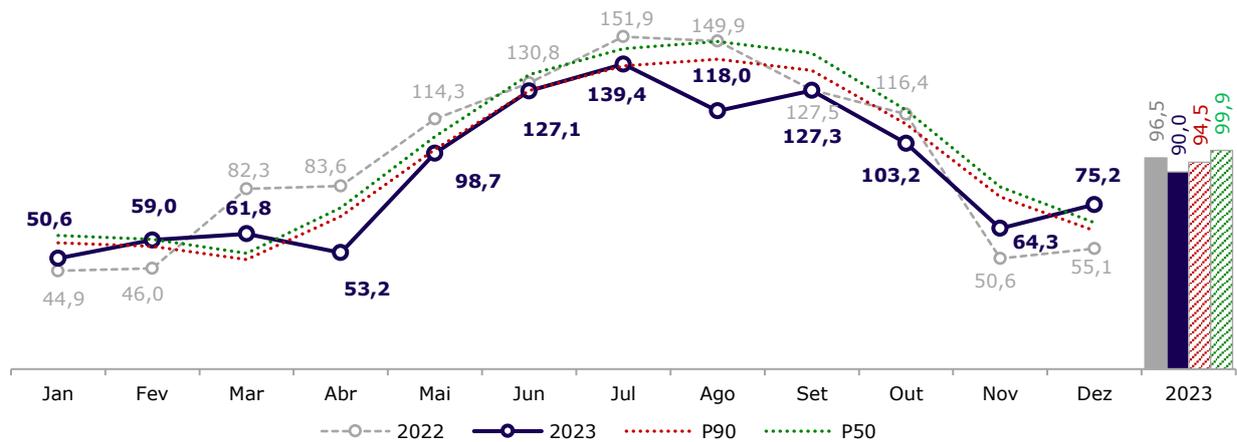
No 4T23, a geração de Ventos do Piauí I atingiu o valor de 81,1 MW médios, superior em 9,1% ao observado no 4T22 (74,3 MW). Com relação à geração esperada no percentil 90 (P90), a produção foi inferior em 4,3% e, em relação à geração média esperada (P50), foi inferior em 9,5%, devido ao recurso eólico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

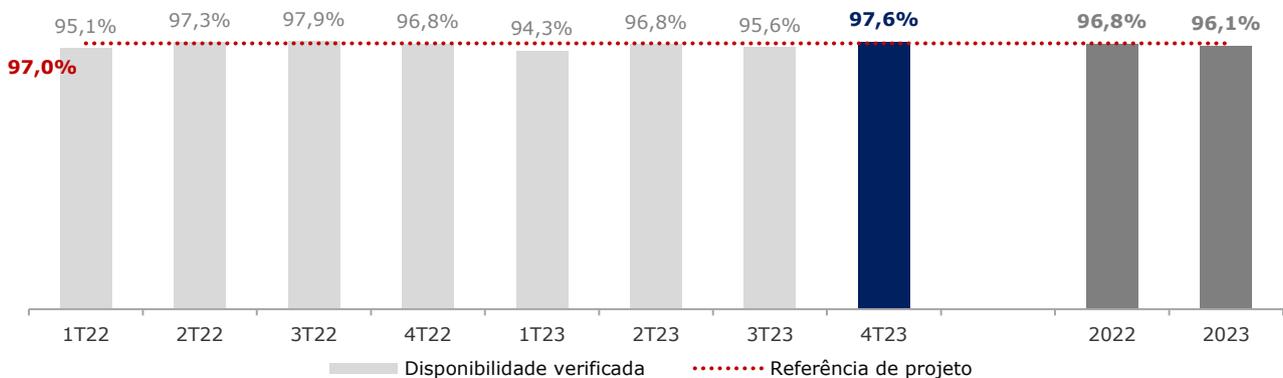
Gráfico 09 – Ventos do Piauí I: Geração de energia e valores certificados para o percentil 50 (P50) e o percentil 90 (P90) (MW médio)



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%.

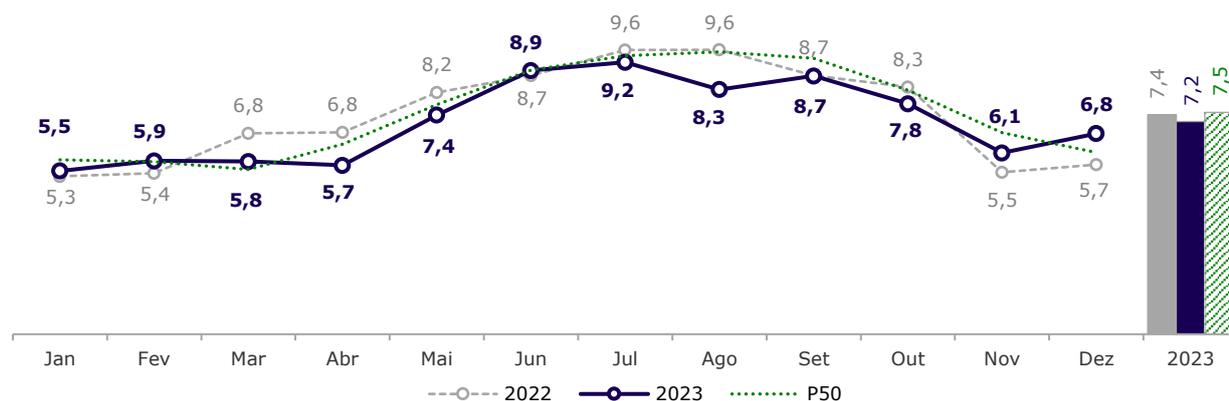
No ano de 2023, a disponibilidade ficou abaixo da esperada devido à troca de componentes, iniciada em fevereiro e finalizada em setembro, e à manutenção preventiva geral da subestação ocorrida em março. Esses efeitos impactaram a disponibilidade em 1,5%.

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



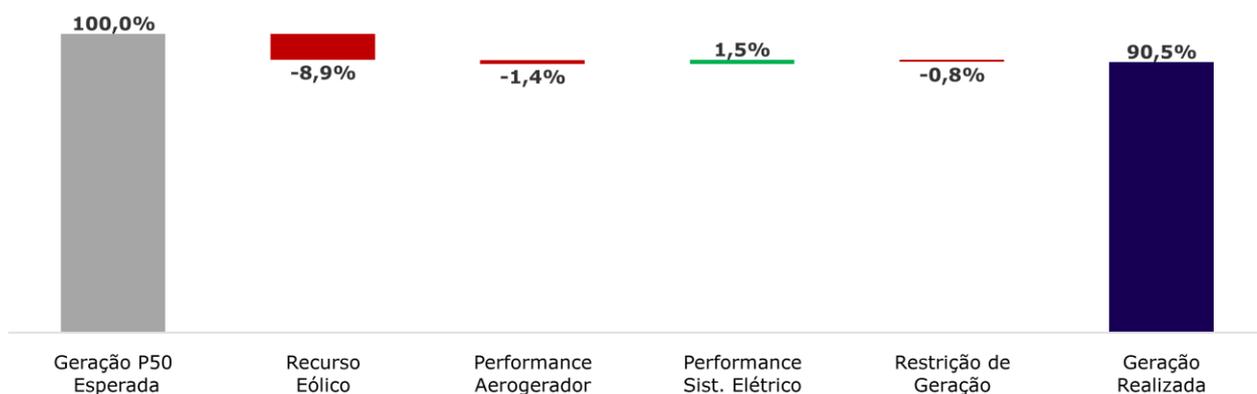
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 6,9 m/s, 6,1% acima do valor de 6,5 m/s verificado no 4T22. Com relação ao ano de 2023, observou-se uma velocidade média de vento de 7,2 m/s, 2,7% abaixo do valor de 7,4 m/s verificado em 2022.

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



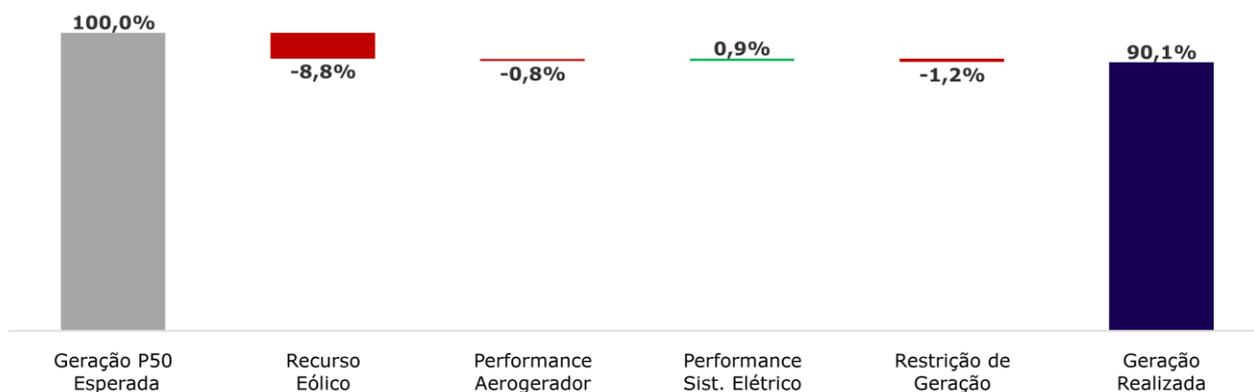
Com relação ao ano de 2023, verificando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 8,8% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 0,8% abaixo da referência,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

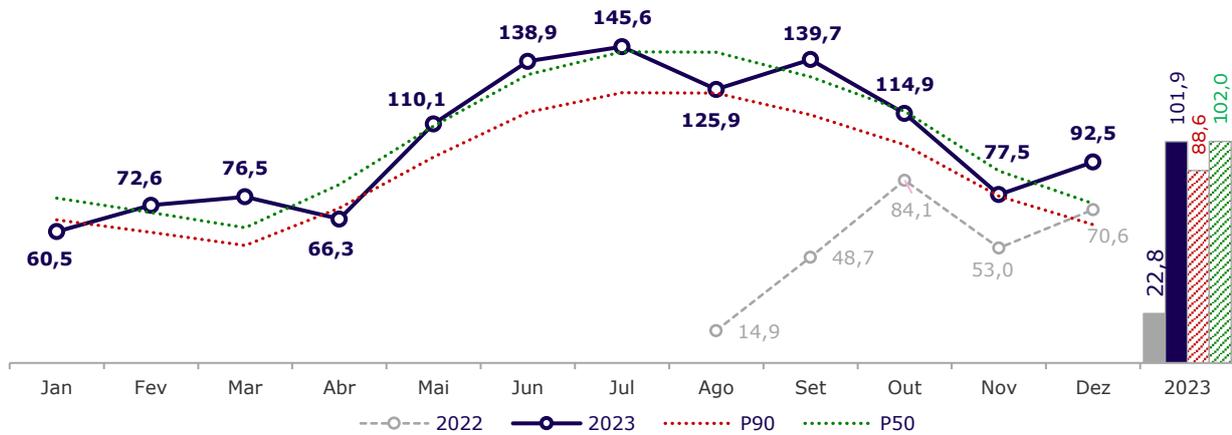
No ano de 2023, a geração total do parque atingiu 101,9 MW médios, sendo 15,1% acima do P90 e em linha com o P50.

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%

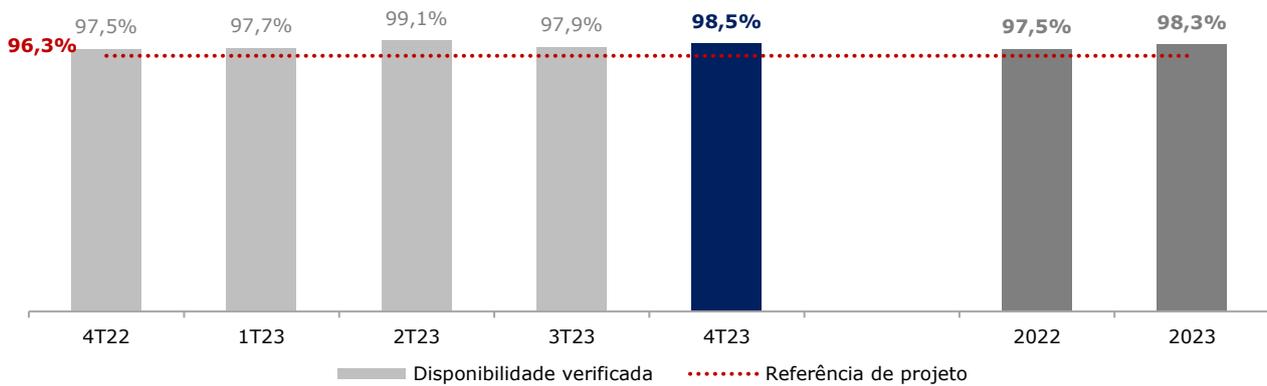
¹⁵ Para o cálculo de geração em MW médios no 4T22 foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro.

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 (%)



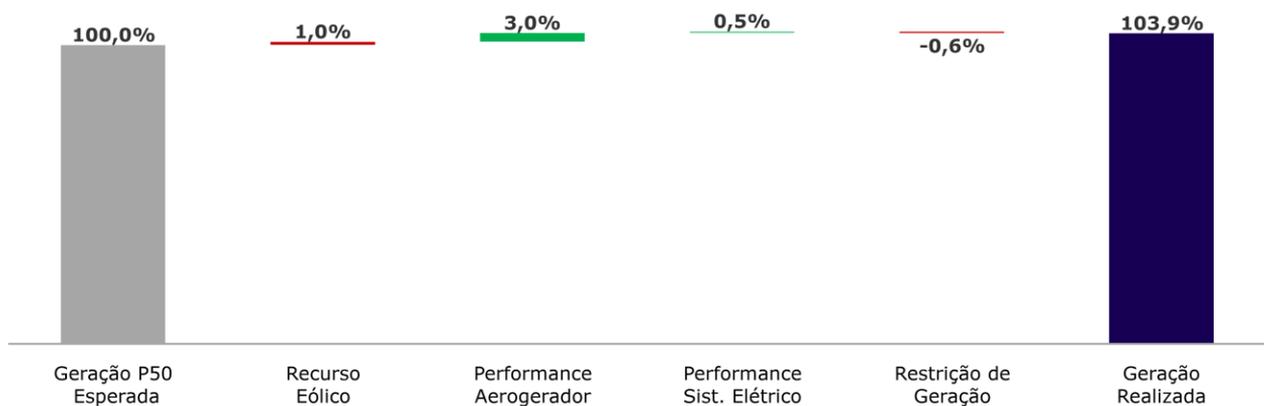
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,9 m/s, acima do valor de 7,3 m/s verificado no 4T22.

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

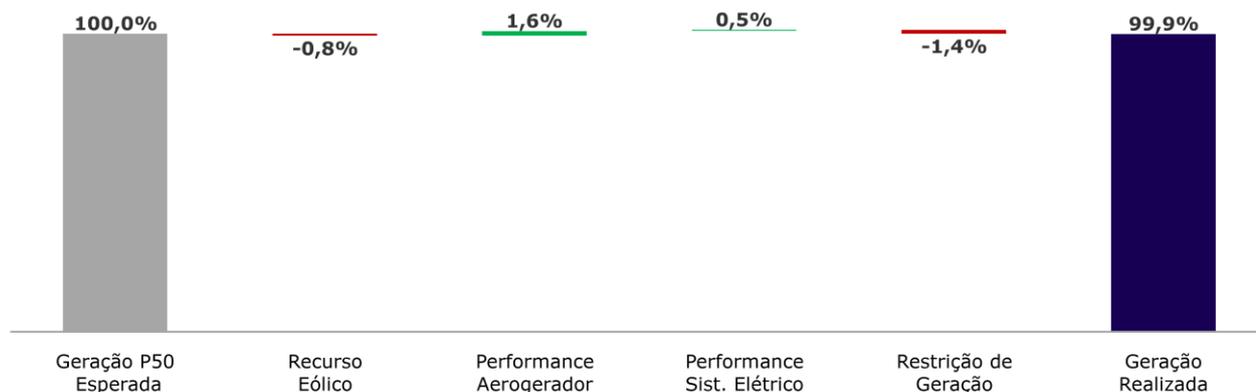


Com relação ao ano de 2023, avaliando os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 0,8% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A disponibilidade dos aerogeradores foi 1,6% acima da referência.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

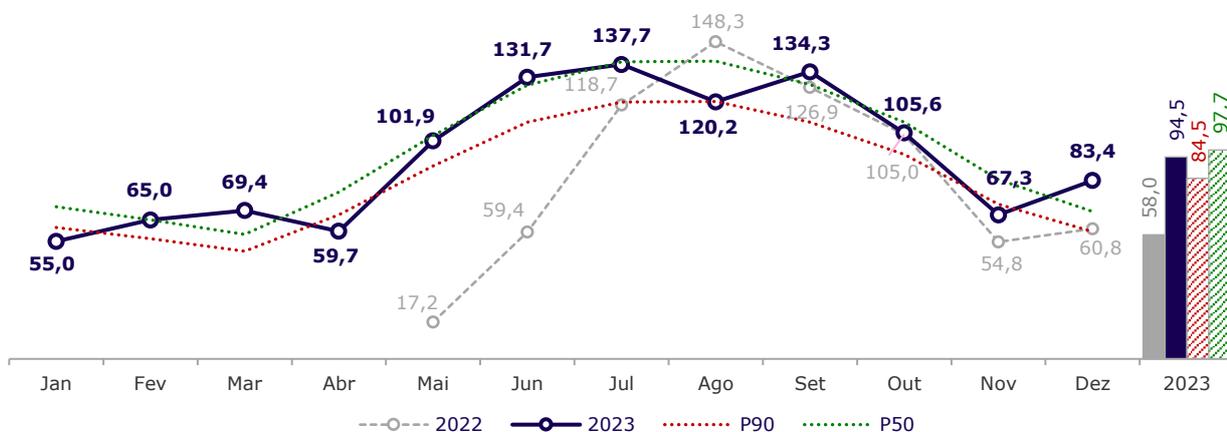
Tabela 11 – Produção trimestral do complexo eólico Ventos do Piauí III

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).

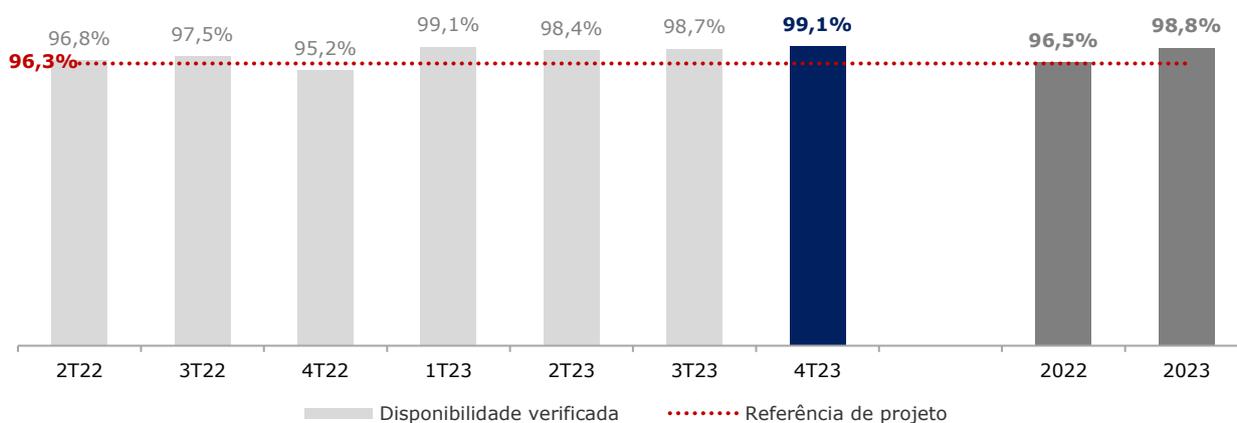
¹⁸ Para o cálculo de geração em MW médios no 4T22 foi considerada a geração anual em MWh dividida pelo número de horas apurado a partir da data de entrada em operação dos complexos até 31 de dezembro

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 (%)



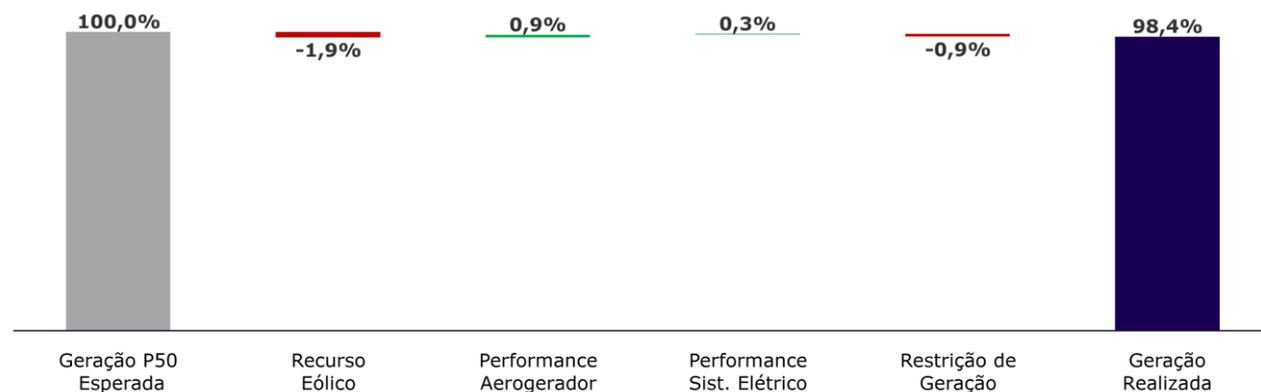
No 4T23, observou-se uma velocidade média de vento de 7,5 m/s, valor 5,3% superior à média de 7,1% de 2022.

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



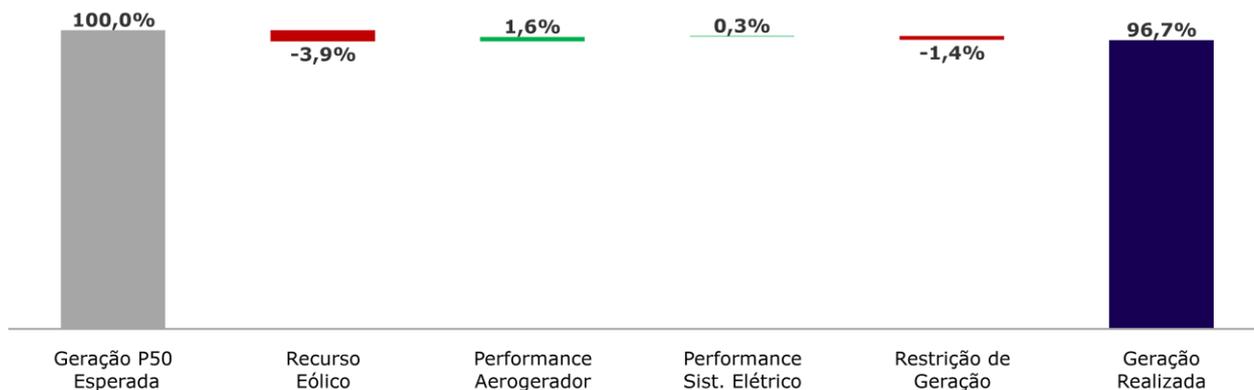
Com relação ao ano de 2023, os resultados quanto aos parâmetros técnicos do projeto, o recurso eólico ficou 3,9% abaixo da média de longo prazo para o horizonte de 20 anos (horizonte estimado de produção de energia com base no P50). A performance dos aerogeradores foi 1,6% acima da referência. A performance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

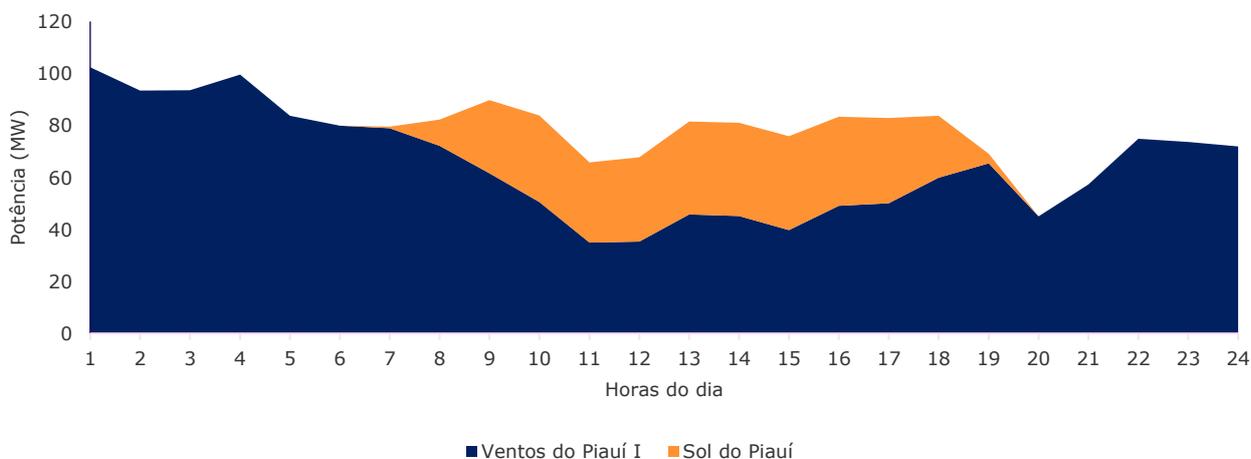
A construção e a operação de empreendimentos associados trazem benefícios também ao sistema elétrico nacional, ao possibilitar a utilização da capacidade ociosa da rede de transmissão existente para injetar volumes adicionais de energia, sem a necessidade de realizar investimentos adicionais em reforços 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%

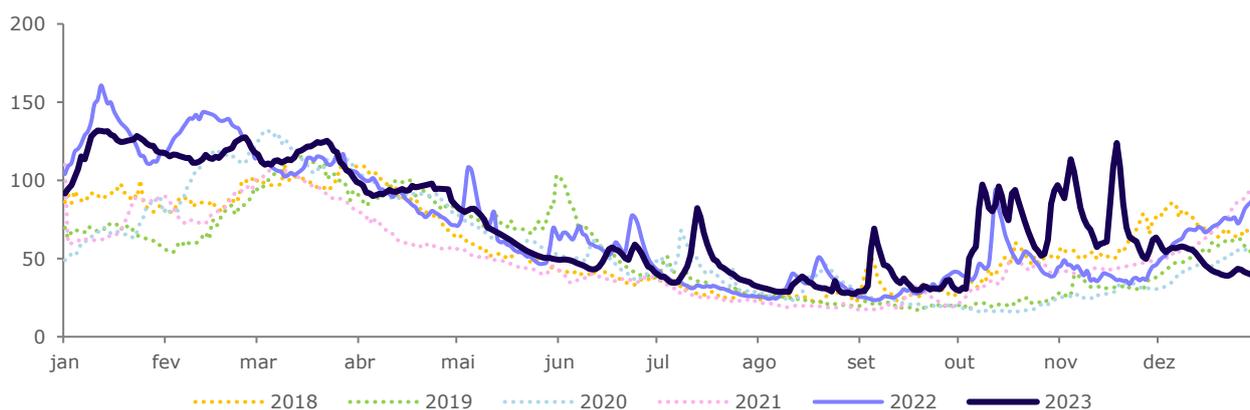
²³ Valores relativos à operação em performance iniciada no dia 22 de dezembro de 2023.

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)

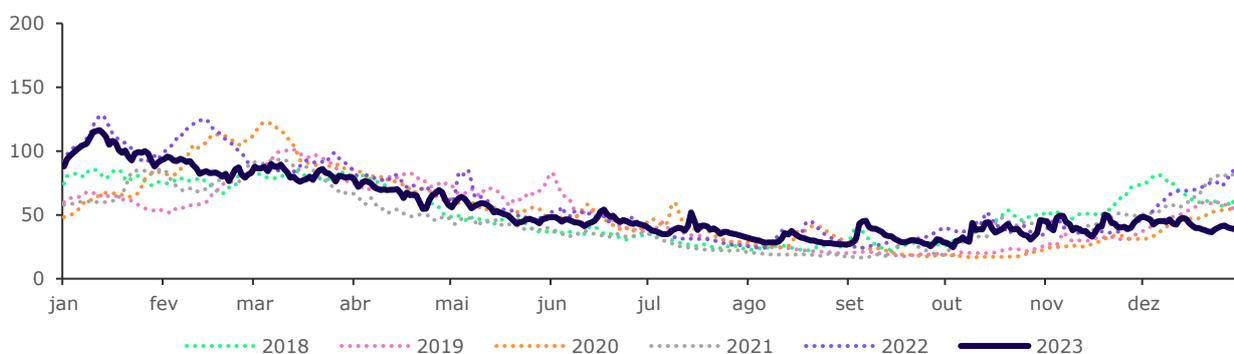


Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	4T	9M	Ano
2018	86%	76%	85%	87%	67%	64%	63%	67%	82%	102%	114%	94%	102%	80%	85%
2019	64%	61%	89%	92%	98%	100%	76%	62%	53%	51%	65%	72%	64%	80%	77%
2020	66%	91%	99%	92%	84%	82%	91%	86%	59%	44%	59%	64%	57%	85%	80%
2021	69%	71%	82%	64%	63%	63%	57%	53%	60%	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.

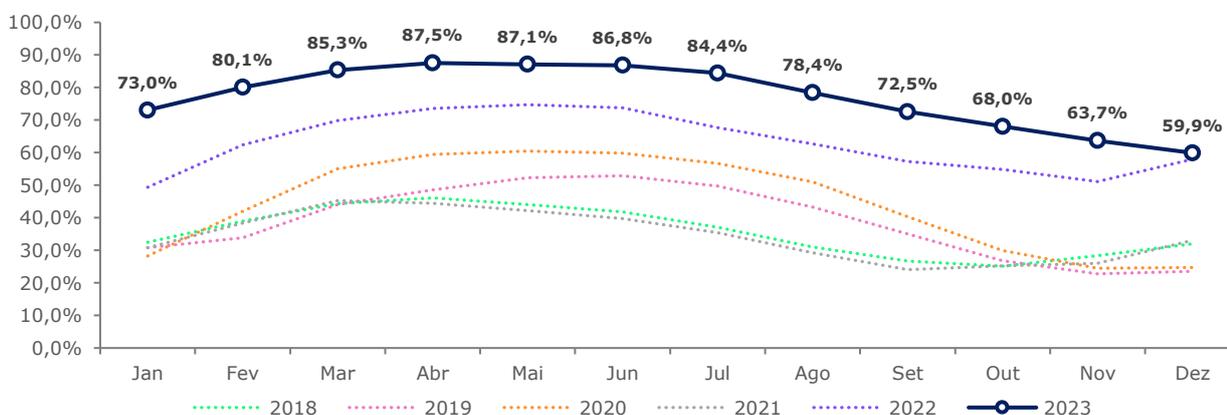
Gráfico 26 - Energia Natural Afluente Armazenável para todo o Sistema Interligado Nacional (GW médio)



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.

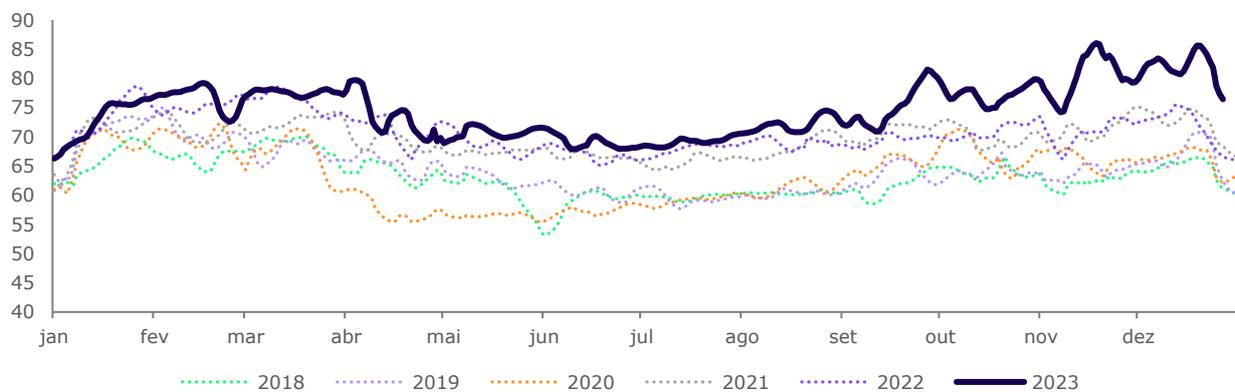
Gráfico 27 - Nível dos reservatórios de todo o Sistema Interligado Nacional (% Energia Armazenada Máxima)



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.

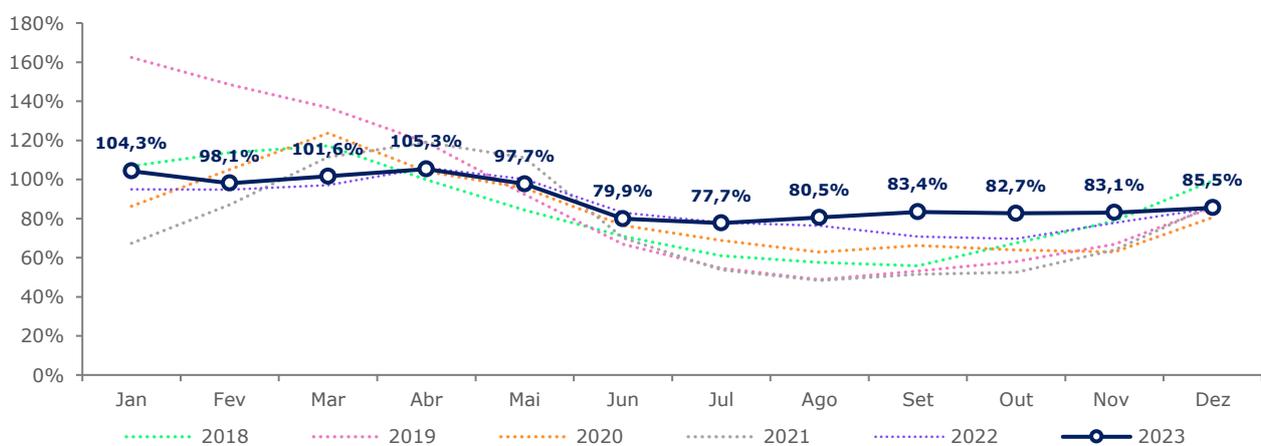
Assim como observado em setembro de 2023, no 4T23 o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) dos quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) foi superior ao piso regulatório em alguns dias, devido, principalmente, ao

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.

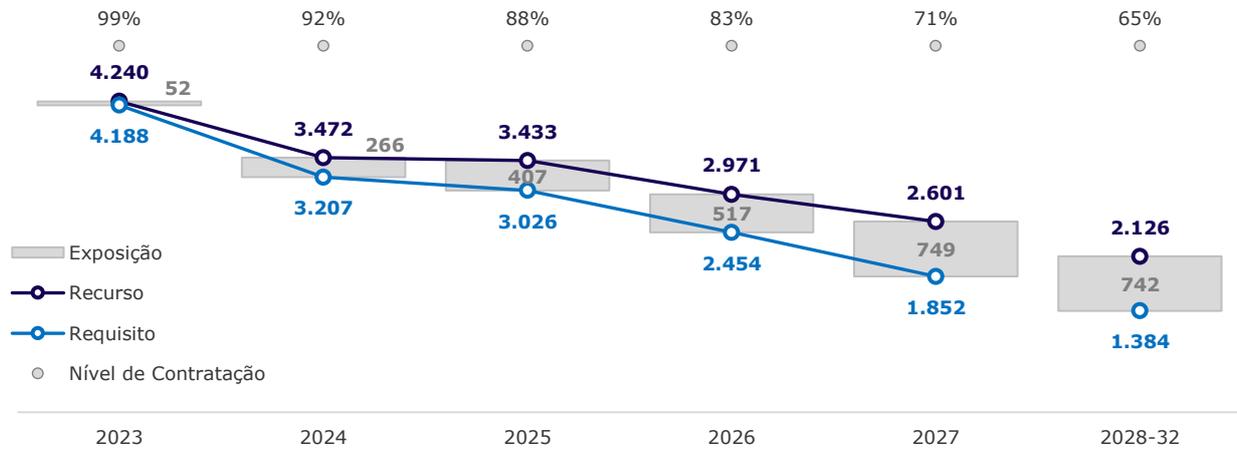
⁽²⁾ Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

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%

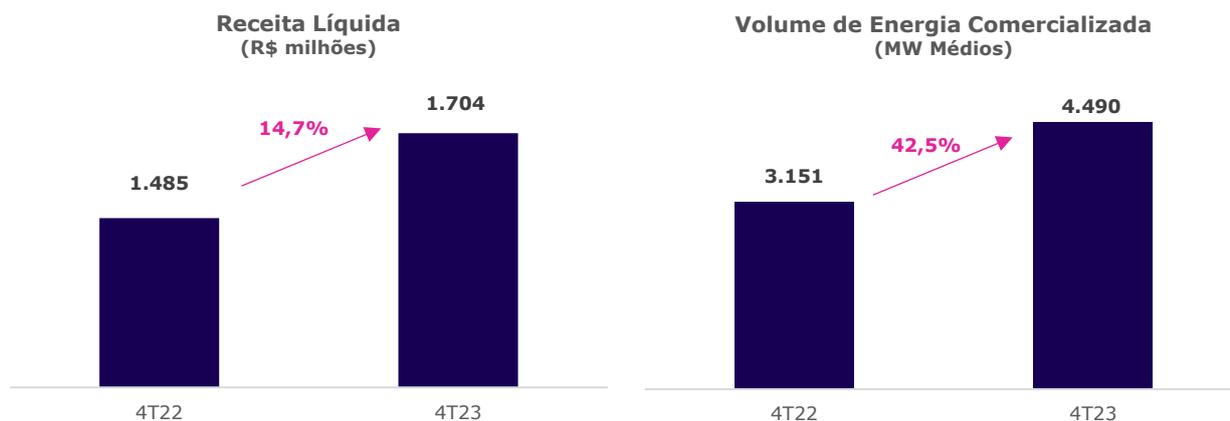
^(a) O desempenho financeiro do 1T22 reflete o resultado consolidado da Auren, proforma, não auditado, elaborado para refletir os efeitos da reorganização societária. A partir do 2T22, apresenta-se o resultado consolidado auditado.

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".

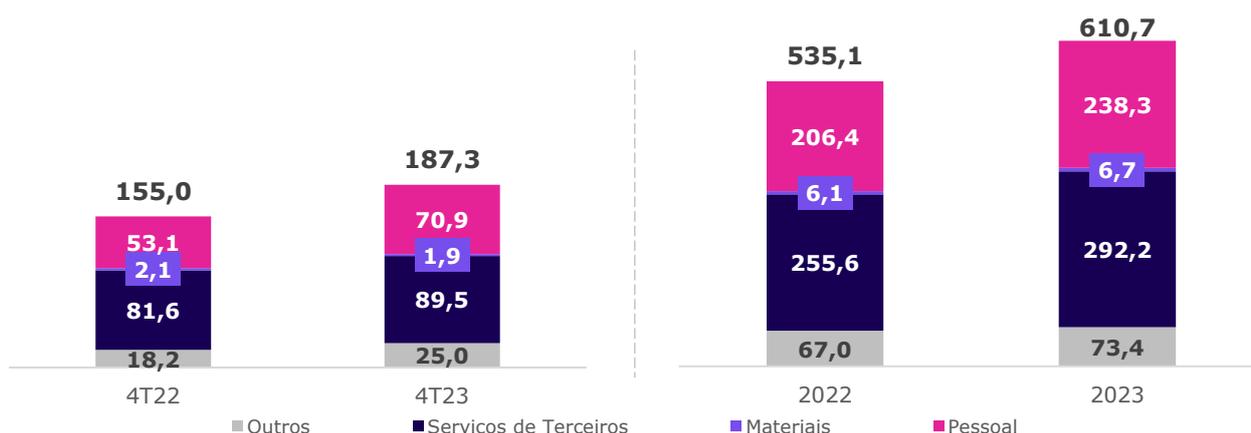
²⁷ O total de custos e despesas operacionais inclui: Custo com Compra de Energia, Encargos de Uso da Rede Elétrica, Custos com Operação, Despesas Gerais e Administrativas, Depreciação e Amortização e Outras Receitas (Despesas) Operacionais, líquidas.

(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.

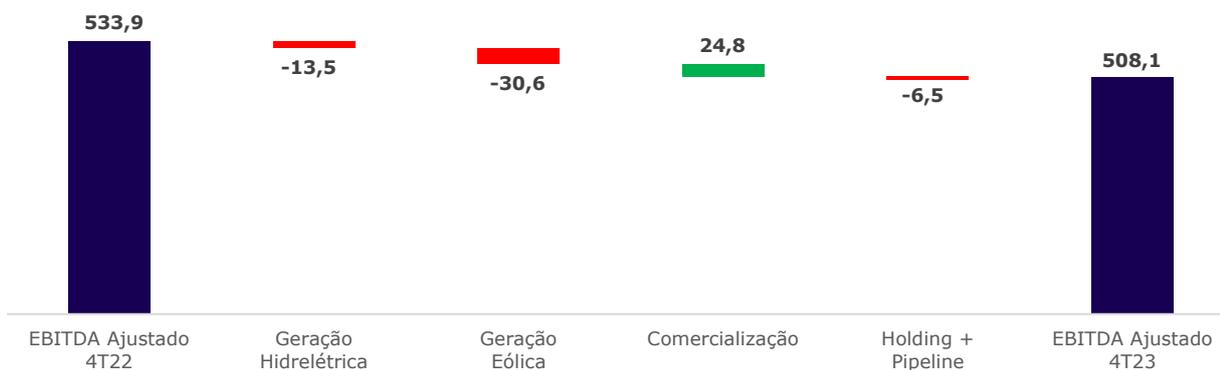
Os principais efeitos na variação do EBITDA Ajustado dos segmentos podem ser explicados por:

- (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)

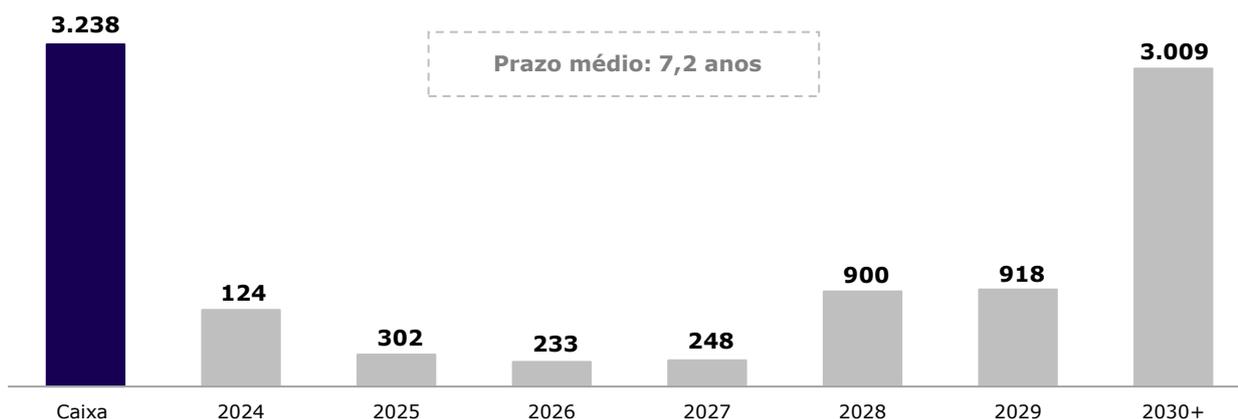
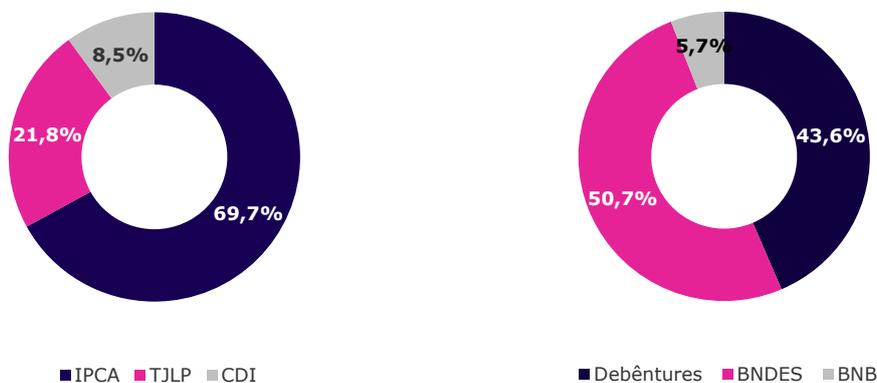


Gráfico 36 – Perfil da Dívida Bruta (%)



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.

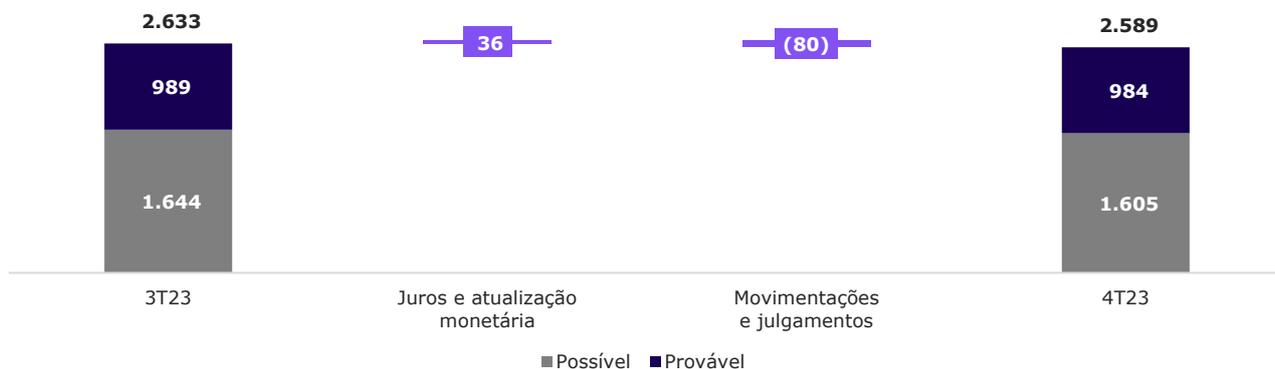
Atualmente, a Companhia é parte em processos judiciais que representam uma contingência passiva de R\$ 2.590 milhões, dos quais R\$ 984 milhões com probabilidade de perda estimada como provável e R\$ 1.605 milhões com probabilidade de perda estimada como possível.

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 kV 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.

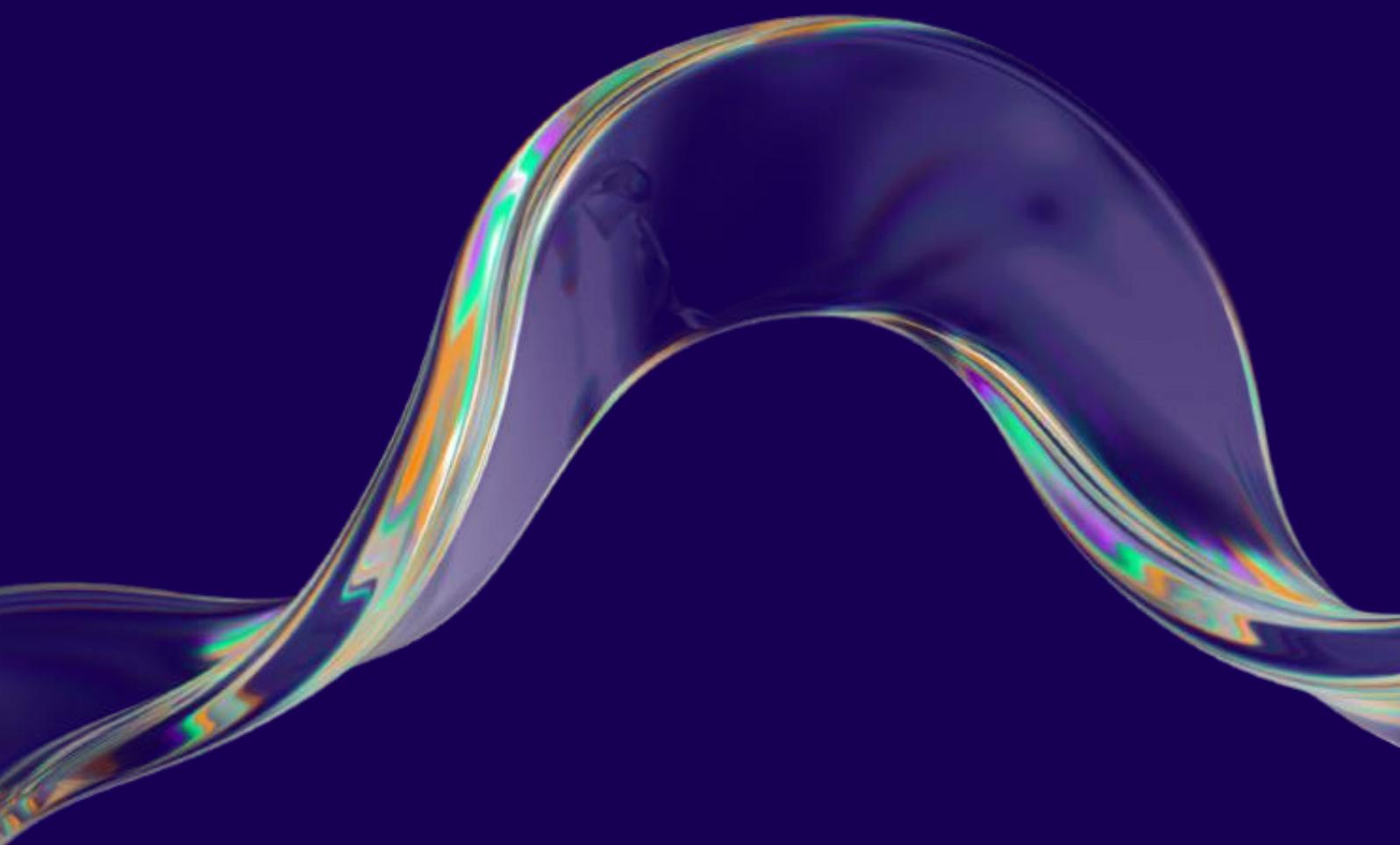
³⁸ Data base: janeiro de 2024.

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	



Earnings Release

4Q23

February 2024

Webcast

February 8, 2024

(in Portuguese with simultaneous translation into English)
11 a.m. (Brasília) | 09 a.m. (New York) | 2 p.m. (London)

[Click here](#) to access the webcast.

Presentation available at ri.aurenenergia.com.br

Contacts

Investor Relations

Mario Bertoncini (Finance VP and IRO)

Mariana Mayumi

Tamires Parini

Larissa Siqueira

Carolina Avila

Daniely Bonfim

ri@arenenergia.com.br

ri.aurenenergia.com.br

On December 29, 2023:

- **AURE3:** R\$ 13.31
- **Market Cap:** R\$ 13.3 billion

 auren

Contents

Webcast.....	2
Contents	3
Highlights 4Q23 and 2023.....	4
Management Message	5
1. Operating Performance.....	7
2. Commercial Performance.....	26
3. Financial Performance	34
4. Subsequent Event.....	46
5. Contingent Liabilities.....	47
6. Pension Plan – Vivest.....	49
7. Regulatory Matters	51
8. Important Information	55
9. Appendices	58

Highlights 4Q23 and 2023

R\$ million	4Q23	4Q22	Var.	2023	2022 ^(a)	Var.
Net Revenue	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%
Adjusted EBITDA^(b)	508.1	533.9	-4.8%	1,793.5	1,635.7	9.7%
<i>Adjusted EBITDA Margin</i>	29.8%	36.0%	-6.2 p.p	29.0%	28.4%	0.6 p.p
Hydroelectric	368.3	381.9	-3.5%	1,103.3	1,287.4	-14.3%
Wind	156.2	186.8	-16.4%	620.1	475.3	30.5%
Trading	25.1	0.3	N.M.	223.2	8.1	2663.0%
Holding	(41.6)	(35.1)	18.6%	(153.1)	(135.0)	13.3%
Net Profit	107.6	2,453.1	-95.6%	(317.7)	2,675.7	-111.9%
Operational Cash Flow^(c)	354.1	466.0	-24.0%	1,118.9	1,488.6	-24.8%
Free Cash Flow	(1,666.3)	250.3	N.M.	7.1	1,478.4	-99.5%
Net Debt^(d)	3,180.2	2,643.4	20.3%	3,180.2	2,643.4	20.3%
Leverage^(e)	1.8x	1.8x	-	1.8x	1.8x	-

(a) 1Q22 financial performance reflects Auren's unaudited proforma consolidated result prepared to reflect the effects of the corporate reorganization finalized on March 28, 2022. As of 2Q22, the figures presented reflect the Company's corporate structure.

(b) EBITDA adjusted by: (i) provision for or reversal of litigation and judicial deposits; (ii) provision for or reversal of impairment; (iii) dividends received from investees whose results are not consolidated by the Company; (iv) result of mark-to-market adjustment of energy agreements; and (v) other non-recurring events.

(c) Operational Cash Flow, after debt service.

(d) Gross Debt less cash (cash, cash equivalents and financial investments), including the fair value of derivatives (assets and liabilities) and leases classified in accordance with CPC06/IFRS 16 – Leases.

(e) Net Debt / Adjusted EBITDA of the last 12 months.

- **Increase of 19.4% in hydroelectric generation** compared to 4Q22, due to better water availability in the period, consistent with the 19.6% increase in 2023 versus 2022;
- **Increase of 16.1% consolidated wind generation in 4Q23**, due to the start-up of Ventos do Piauí II wind complexes at the end of 2022;
- **Growth of 7.4% in Net Revenue and 9.7% in Adjusted EBITDA** in 2023, with an Adjusted EBITDA Margin of 29.0%, mainly due to the increase **in the volume of energy sales and the improvement in the results of trading operations**, in addition to the start-up of the Ventos do Piauí II and III wind farms at the end of 2022;
- **Net result in 2023 strongly impacted by the accounting of expenses with IR/CSLL and PIS/COFINS taxes** of R\$ 912.4 million and R\$ 124.8 million, respectively, on the gain from the indemnification of HPP Três Irmãos, whose revenue linked to monetary restatement was accounted for in the previous year;
- **Completion of the construction of the UFV Sol do Piauí**, a hybrid project that began its test operation in November 2023 and **progress of the construction of the Sol de Jaíba** solar project as planned, **with the first 101 MWp in operation** beginning in January 2024;
- **Dividend payment of R\$1.5 billion** in 4Q23, **totaling R\$3.0 billion paid in 2023**, with dividend yield of more than 20%;
- **Leverage**, as measured by the ratio of net debt to adjusted EBITDA, **stood at 1.8x in 4Q23**, combined with **solid cash position** of R\$ 3.2 billion.

Management Message

In 2023, we continued our journey to establish ourselves as one of the leading companies in renewable generation and energy trading in Brazil. This year marked several significant achievements for Auren, showcasing the consistency of our strategy, the robustness of our assets, solid corporate governance, and ongoing commitment to sustainable results.

Throughout the year, the hydrological scenario reflected the climatic effects of the El Niño phenomenon. In the 4Q23, the reservoir levels of the National Interconnected System (SIN) remained, on average, 15 p.p. above the levels observed in 2022. Economic growth and high temperatures throughout the year influenced energy consumption, resulting in a 5.5% increase, or 4 GW average, compared to the 2022, also affecting the PLD, with an average value of R\$ 72/MWh in the year, compared to R\$ 59/MWh in 2022.

Due to increased water availability, the energy generation of HPP Porto Primavera Plant in 2023 was 19.6% higher than the previous year. Regarding wind assets, the energy production totaled 442.1 MW average, exceeding the certification at the 90th percentile (P90) by 2.8%, representing a growth of 31.5% compared to 2022, explained by the operation of the Ventos do Piauí II and III wind farms during the previous year.

Also, in terms of generation portfolio, we celebrated, in November 2023, the commencement of operations of the Sol do Piauí solar project, adding 58 MWp to Auren's installed capacity. This is the first solar project authorized by ANEEL (National Electric Energy Agency) to operate in association, sharing the transmission system infrastructure with a wind complex, in this case, Ventos do Piauí I. The complementarity of energy generated by solar and wind sources ensures synergy in operation and greater stability in energy production, benefiting the national electrical system.

We continue to advance in the development of the Sol de Jaíba solar project, according to the initially established schedule and planning, with the energization of the first sets of photovoltaic modules starting in January 2024, adding 101 MWp to the already operational capacity. In total, the project will add 630 MWp of installed capacity and 154 MW average of physical guarantee to the Company. The completion of Sol do Piauí and the progress of the Sol de Jaíba project reinforces the Company's commitment to expanding a renewable and diversified generation matrix.

On the Commercialization segment, we maintained our leadership position in energy trading throughout 2023, with 4.2 GW average traded and a growing portfolio of clients. We also strengthened our sustainable positioning with the evolution of the carbon credit trading segment, selling over 1.6 million credits from the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III wind complexes, contributing to the global market through the voluntary greenhouse gas emission offset mechanism.

Additionally, in December, we announced the signing of an agreement with Vivo (Telefônica Brasil) to create a joint venture focused on retail energy trading, a significant advancement in our expansion strategy and preparation for the opening of the free energy market. We believe that Auren's expertise in energy generation and trading combined with Vivo's reach and distribution capacity will leverage the joint venture. Its focus will be on the retail market, which encompasses around 72 thousand businesses, including factories, offices, and commercial establishments connected to the medium and high-voltage network with demand under 500 kW.

Regarding financial performance, we concluded 2023 successfully, with a 7.4% growth in net revenue, totaling R\$ 6.2 billion, and Adjusted EBITDA of R\$ 1.8 billion, an increase of 9.7% compared to 2022. The positive results are mainly explained by the performance of the Commercialization segment, with a significant increase in traded energy volume and improved trading operation margins, and the Wind Generation segment, with the operation of the Ventos do Piauí II and III wind farms at the end of 2022.

Our discipline enabled the distribution of R\$ 3.0 billion in dividends to our shareholders this year, maintaining a solid cash position of R\$ 3.2 billion and a financial leverage of 1.8x net debt/Adjusted EBITDA at the end of the year. Thus, we concluded 2023 with a comfortable financial position for the continued assessment of new investment opportunities, in line with our growth and expansion strategy in the generation and commercialization segments.

We continue to advance in the evolution of our ESG (Environmental, Social, and Governance) agenda and, in 2024, we join the portfolio of the Corporate Sustainability Index (ISE) of the Brazilian stock exchange B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3), in addition to the Efficient Carbon Index (ICO2) and Diversity Index (IDIVERSA). This represents another important recognition of Auren's best practices in the People, Planet and Prosperity pillars.

We start 2024 with the same dedication to innovate, with diligence and discipline for new investments. We thank our shareholders, employees, business partners, and other stakeholders for supporting our growth journey towards a cleaner and more sustainable future.

Fabio Zanfelice

Chief Executive Officer

Mario Bertoncini

VP of Finance and
Investor Relations Officer

1. Operating Performance

In December 2023, Auren's operational installed capacity totaled 3,087 MW, of which 2,057 MW refers to hydropower, including 517 MW of assets in which the Company holds significant minority interest, and 982 MW refers to wind power and 48 MW refers to solar power, considering the startup of Sol do Piauí in November 2023.

1.1 Hydroelectric Generation

The company holds a full stake in HPP Porto Primavera and a minority stake in seven other hydroelectric assets - HPP Machadinho, HPP Campos Novos, HPP Barra Grande, HPP Amador Aguiar I and II, HPP Igarapava and HPP Picada.

Energy production at the Porto Primavera HPP reached 982.3 MW average in 4Q23, 19.4% higher than in 4Q22 (822.6 MW average), due to the prioritization of hydroelectric dispatch as a result of the favorable hydrological scenario and the high level of the SIN reservoirs. It is also worth noticing the increase in electricity consumption in the last quarter of the year, associated with high temperatures, which additionally contributed to the increase in hydroelectric generation.

Regarding production in 2023, the Porto Primavera HPP generated 922.4 MW average, 19.6% higher than in 2022 (771.0 MW average), due to the better water availability recorded, especially during the first half of 2023, which saw flows above historical averages due to the high levels of rainfall observed.

Table 1 – Generation by hydroelectric assets 100% owned by the Company

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Energy Generation (MW average)					
			4Q23	4Q22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
HPP Porto Primavera	1,540.0	886.8	982.3	822.6	19.4%	922.4	771.0	19.6%

Table 2 – Evolution of outflow from Porto Primavera HPP

Average Flows (m ³ /s)	4Q23	4Q22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Turbine Flow ¹	5,607	4,587	22.2%	5,325	4,267	24.8%
Pouring Flow ²	6	4	N.M. ³	1,036	4	N.M. ³
Total Outflow ⁴	5,613	4,591	22.3%	6,361	4,271	48.9%

In 4Q23, the inflow to SIN reservoirs, particularly in the Southeast/Midwest subsystem, was 16 p.p. lower than in 4Q22 due to less rainfall during the period. Nevertheless,

¹ Plant discharge: flow that goes through the turbines of the plant to generate electricity;

² Spilled flow: flow that goes through the spillways of the hydroelectric plant not generating electricity, including flow from fish ladder;

³ N.M.: Non-measurable

⁴ Released flow: total flow that goes through the plant, being the sum of plant discharge and spilled flow.

accumulated inflow in 2023 is close to the historical average (93%) and 11 p.p. higher than in 2022, as shown in Table 3.

Table 3 – Evolution of Affluent Natural Energy (ENA) from the Southeast/Midwest Subsystem

Period	ENA (MW average)			ENA (% MLT) ⁵		
	2023	2022	Var. (%)	2023	2022	Var. (pp)
January	77,841	71,611	9%	119%	109%	10
February	73,925	77,964	-5%	105%	110%	-5
March	71,117	52,859	34%	103%	77%	26
April	55,160	40,929	35%	101%	75%	26
May	36,569	26,928	36%	92%	68%	24
June	30,862	24,273	27%	95%	75%	20
July	22,870	16,847	36%	89%	66%	23
August	18,510	16,060	15%	90%	78%	12
September	17,296	16,134	7%	88%	82%	6
October	22,523	24,480	-8%	95%	104%	-9
November	26,427	24,425	8%	84%	78%	6
December	28,086	42,977	-35%	59%	90%	-31
1Q	74,307	66,464	12%	109%	97%	12
2Q	40,817	30,541	34%	96%	72%	24
3Q	19,587	16,262	20%	89%	75%	14
4Q	25,671	30,695	-16%	79%	91%	-12
12M	39,905	36,056	11%	93%	84%	9

Average availability index of plants managed by Auren remained above the reference values defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). In 4Q23, the average availability index of HPP Porto Primavera was 96.9%, 0.7 p.p. higher than in 4Q22 (96.2%). Compared to 2023, the availability index was 4.6 p.p. higher than the ANEEL reference values.

Table 4 – Availability of plants operated by Auren and reference values adopted by ANEEL

Power Plant	Installed Capacity (MW)	Number of Generation Units (UG)	UG Unity Capacity (MW)	Verified Availability	ANEEL Reference Values
HPP Porto Primavera	1,540.0	14	110.0	96.9%	92.3%
HPP Picada	50.0	2	25.0	96.2%	94.6%

1.2 Wind Power Generation

Electricity production at Auren's wind farms amounted to 404.5 MW average in 4Q23, 16.1% higher than in 4Q22 (348.3 MW average), mainly due to the full entry of Ventos do Piauí II and a wind resource 5.8% higher than in the last quarter of 2022, especially

⁵ Long-term average (MLT). Information available at http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-daoperacao/energia_afluente_subsistema.aspx.



in December. In 2023, Auren's wind farms produced 442.1 MW average of electricity, 31.5% more than in 2022 (336.1 MW average).

Table 5 – Technical characteristics of wind complexes

Wind Complex	Installed Capacity (MW)	Number of wind turbines	Manufacturer	Model	Type of Maintenance Contract
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			

Table 6 – Generation by wind complexes

Wind Complex	Physical Guarantee (MW average)	Certification (MW average) Oct – Dec		Power Generation (MW average)					
		P50	P90	4Q23	4Q22	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%

(*) Ventos do Piauí II started operations in August 2022.

(**) Ventos do Piauí III project began its startup process in May 2022.

To calculate the 2022 generation in MW average, we considered the annual generation of Ventos do Piauí II and III, in MWh, divided by the number of hours in the year.

As shown in Table 7, total generation in 4Q23 was 3.9% lower than certification at the 50th percentile (P50) and 5.4% higher than certification at the 90th percentile (P90).

In 2023, total generation was 6.2% lower than certification at the 50th percentile (P50) and 2.8% higher than certification at the 90th percentile (P90).

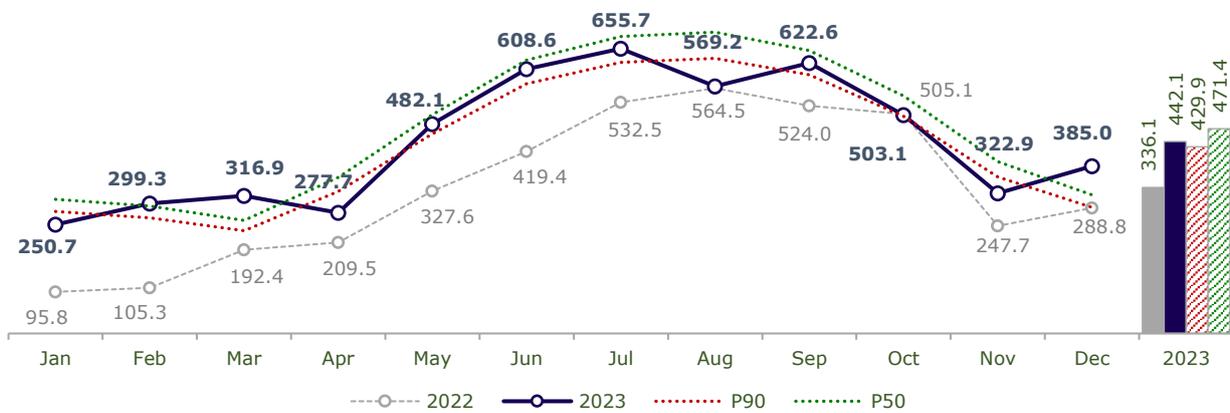
6 Installed capacity updated on August 21, 2023, after change in technical characteristics of wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW.

7 Installed capacity updated on August 21, 2023, after change in technical characteristics of wind turbines from 4.4 MW to 4.5 MW.

Table 7 – Generation by wind complexes in relation to certification

Wind Complex	Physical Guarantee (MW average)	Certification (MW average)				Power Generation (MW average)		Variation (%)			
		Oct – Dec		Jan - Dec		4Q23	2023	4Q23		2023	
		P50	P90	P50	P90	4Q23	2023	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%

Chart 1 – Wind Farms: Power generation and certified values for the 50th Percentile (P50) and 90th Percentile (P90) (MW average)



Evaluating the aggregate results of the wind assets in terms of the project's technical parameters, the wind resource in 4Q23 was 4.2% below the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on the P50).

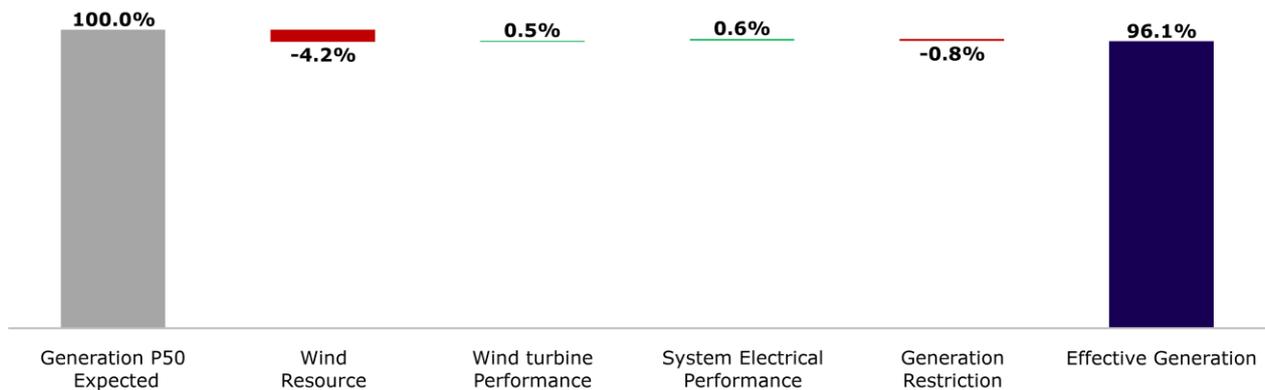
The wind turbines, in turn, performed 0.5% above expectations, as did the performance of the electricity system⁹ (+0.6%). The reduction in production caused by generation restrictions (curtailment) accounted for 0.8%, of which 0.3% can be compensated.

⁸ Physical guarantee after revocation of the ordinary revision in 2022, as per Ordinance 2,634 SNTPE/MME published on October 19, 2023 by the National Energy Transition and Planning Secretary of the Ministry of Mining and Energy

⁹ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).



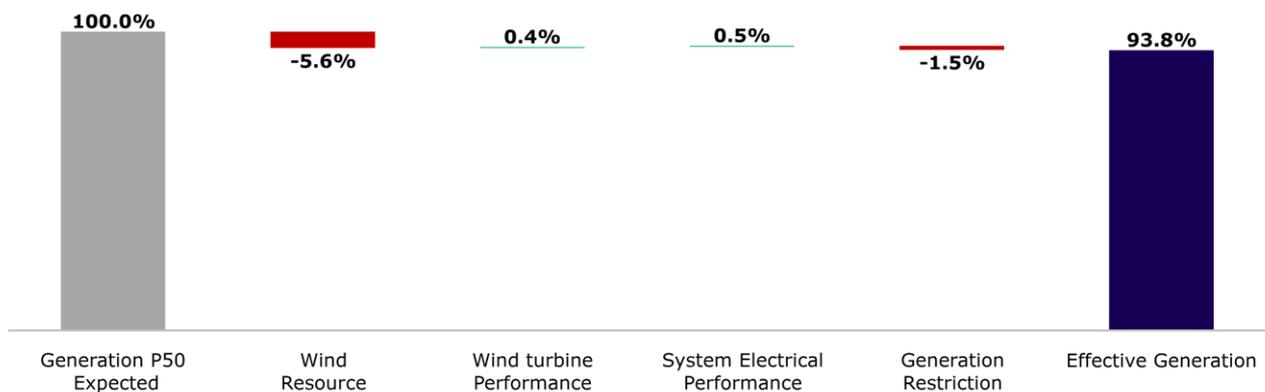
Chart 02 - Performance of wind farms in 4Q23 compared to the project's technical parameters with an average generation expectation of P50 on a base 100



Regarding 2023, evaluating the aggregate results of the wind assets in terms of the project's technical parameters, the wind resource was 5.6% under the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on the P50).

The wind turbines, in turn, performed 0.4% better than expected, as did the performance of the electricity system¹⁰, which was 0.5% better. The reduction in production caused by generation restrictions (curtailment) in the SIN accounted for 1.5%, of which 1.1% can be reimbursed.

Chart 03 - Performance of wind farms in 2023 compared to the project's technical parameters, with an average generation expectation of P50 based on 100



¹⁰ The electrical system refers to the internal system made up of the medium-voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line to the disconnector substation (230/500kV).

Ventos do Araripe III

In 4Q23, generation by Ventos do Araripe III was 142.6 MW avg, 9.0% higher than in 4Q22 (130.9 MW avg). Generation was 1.1% lower than expected in the 90th percentile (P90) and 6.6% lower than average expected generation (P50), due to wind below expectations in the period.

In 2023, total generation by the complex was 155.7 MW average, 4.1% lower than P90 and 9.4% lower than P50.

Table 8 – Generation by the Ventos do Araripe III wind complex

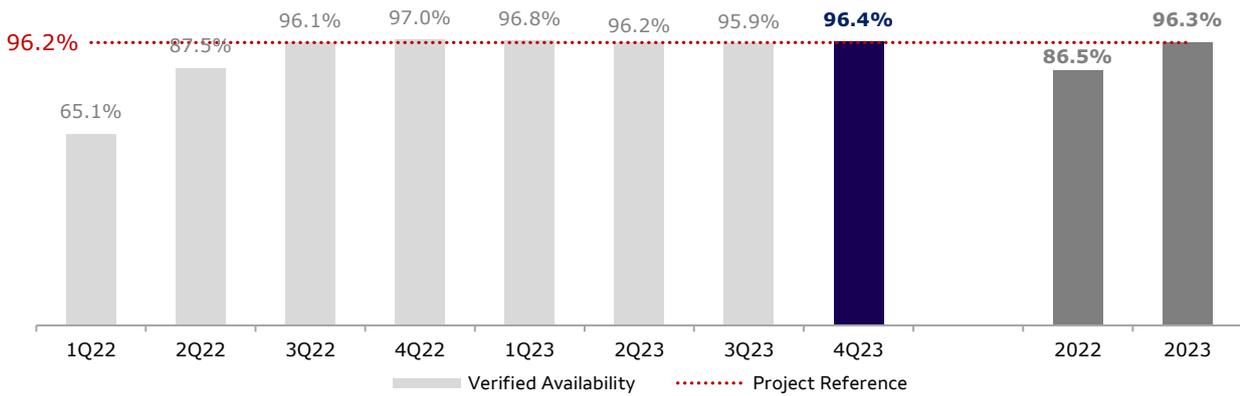
Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q22	73.9	90.4	-18.2%	95.7	-22.8%
1Q23	98.7		9.1%		3.1%
2Q22	183.8	171.3	7.3%	181.3	1.4%
2Q23	160.4		-6.4%		-11.5%
3Q22	244.1	242.0	0.9%	256.1	-4.7%
3Q23	219.8		-9.2%		-14.2%
4Q22	130.9	144.2	-9.2%	152.7	-14.3%
4Q23	142.6		-1.1%		-6.6%
2022	158.6	162.3	-2.3%	171.8	-7.7%
2023	155.7		-4.1%		-9.4%

Chart 4 - Ventos do Araripe III: Power generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (MW average)



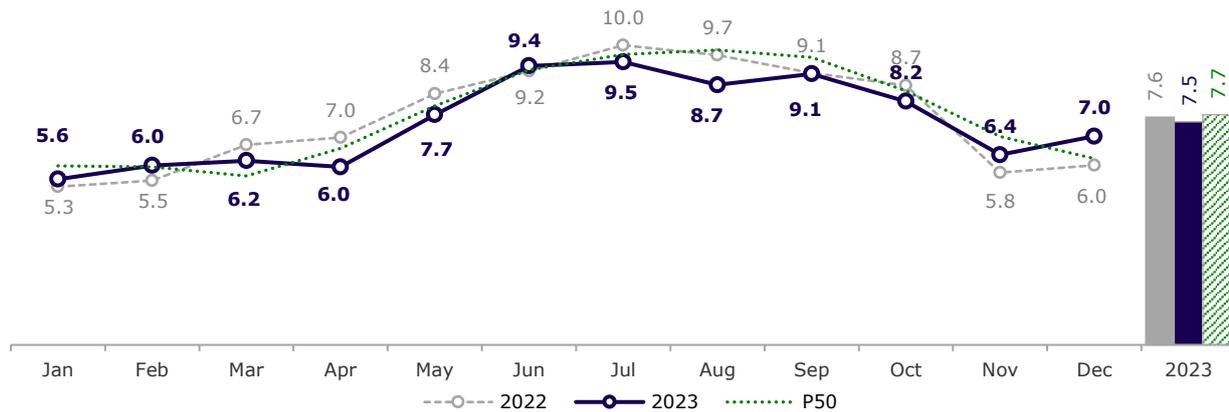
The complex's average time availability index reached 96.4% in 4Q23, a reduction of 0.6 p.p. compared to the availability seen in 4Q22 (97.0%), but still performing above the project's reference.

Chart 5 - Ventos do Araripe III: Average Time Availability (%)



In 4Q23, the average wind speed was 7.2 m/s, 5.9% higher than the 6.8 m/s recorded in 4Q22. In 2023, the average wind speed was 7.5 m/s, 1.3% lower than the 7.6 m/s recorded in 2022.

Chart 6 - Ventos do Araripe III: Monthly Average Wind Speed (m/s)

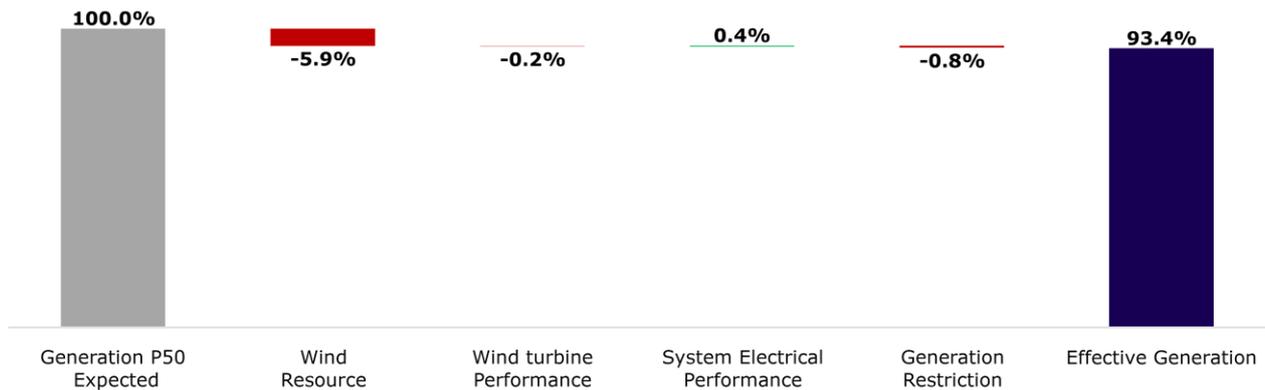


Evaluating the results in terms of the project's technical parameters, the wind resource in 4Q23 was 5.9% below the long-term average for the 20-year horizon (estimated energy production horizon based on the P50). Two effects contributed to lower energy generation, even though the wind recorded was close to the expected average: (i) although the difference between the expected and realized wind is small, the speed factor is a function of the third power in the transformation of the resource into energy, which makes any variation more significant; and (ii) the wind remained at the operating ends for longer than expected, not being captured and converted into energy. As a result, there was a greater impact on generation, since the wind turbines do not operate below 3.5m/s and do not add more power when the wind is above 11.5m/s.

The availability of wind turbines was 0.2% below the reference. The performance of the electricity system was 0.4% higher than expected, compensating for the performance

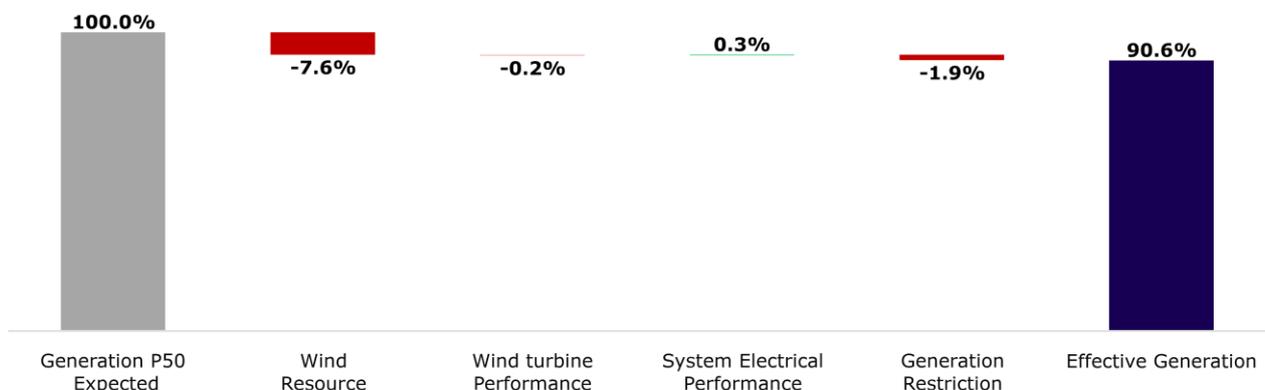
of the wind turbines. However, limitations on the flow of production due to restrictions at the Basic Grid sectioning substation (CNP-II) and other generation restrictions impacted this quarter's result by 0.8%, 0.3% of which can be compensated for via reimbursement.

Chart 7 - Ventos do Araripe III: 4Q23 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation of P50 (base 100)



In relation to 2023, assessing the results and the technical parameters of the project, winds were 7.6% below the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines was 0.2% below reference, due to the maintenance concluded in October. The performance of the power grid¹¹ was 0.3% above expected. However, limitations on the distribution of power to SIN curtailment affected the annual results by 1.9%, of which 1.4% can be offset via reimbursement.

Chart 8 - Ventos do Araripe III: 2023 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation of P50 (base 100)



¹¹ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

Ventos do Piauí I

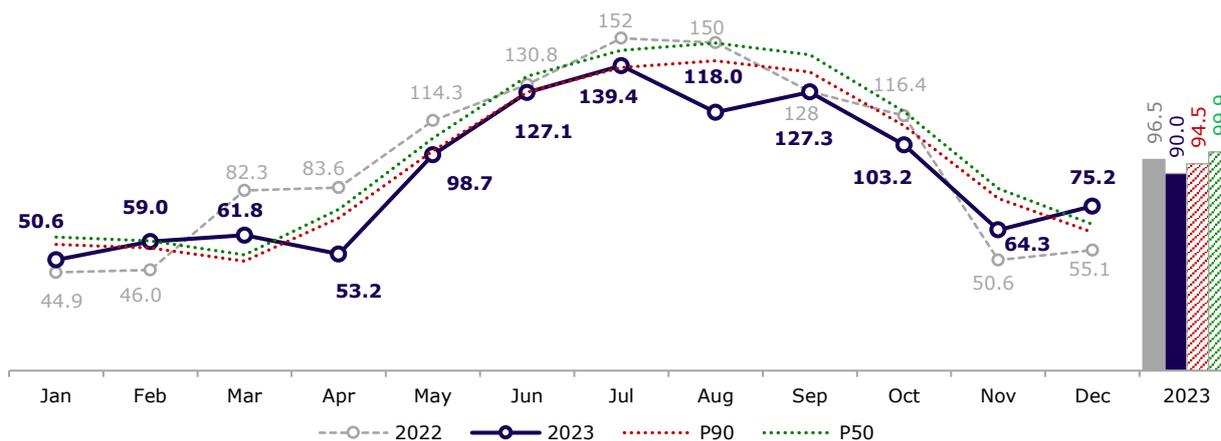
In 4Q23, generation by Ventos do Piauí I was 81.1 MW average, 9.1% higher than in 4Q22 (74.3 MW). Generation was 4.3% lower than expected in the 90th percentile (P90) and 9.5% lower than average expected generation (P50), due to wind below expectations in the period.

In 2023, total generation by the complex was 90.0 MW average, 4.8% lower than P90 and 9.9% lower than P50.

Table 9 – Generation by Ventos do Piauí I wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q22	58.1	54.6	6.5%	57.7	0.8%
1Q23	57.1		4.6%		-1.0%
2Q22	109.6	99.2	10.5%	104.9	4.5%
2Q23	93.1		-6.1%		-11.2%
3Q22	143.3	138.9	3.2%	146.8	-2.4%
3Q23	128.2		-7.7%		-12.7%
4Q22	74.3	84.7	-12.3%	89.6	-17.1%
4Q23	81.1		-4.3%		-9.5%
2022	96.5	94.5	2.1%	99.9	-3.4%
2023	90.0		-4.8%		-9.9%

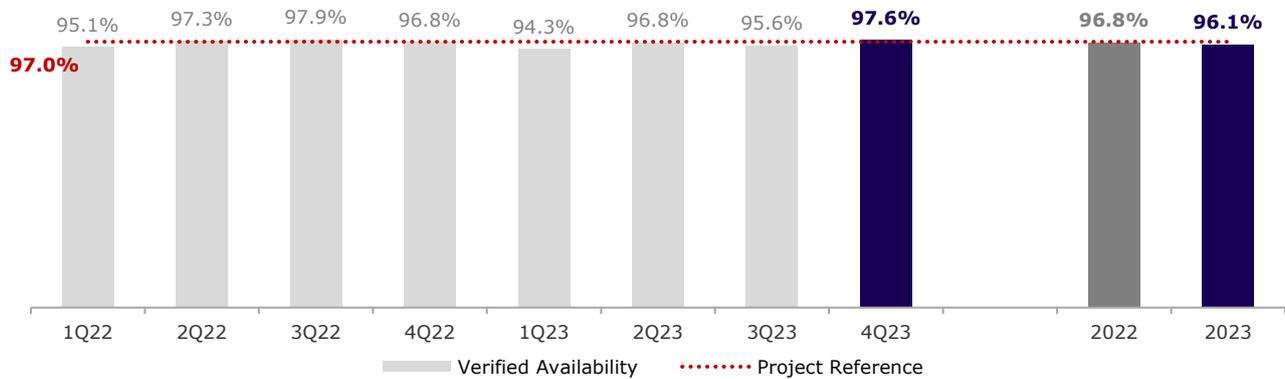
Chart 9 - Ventos do Piauí I: Power generation and certified values for 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (MW average)



Average time availability index of Ventos do Piauí I complex reached 97.6% in 4Q23, 97.0% above the project reference.

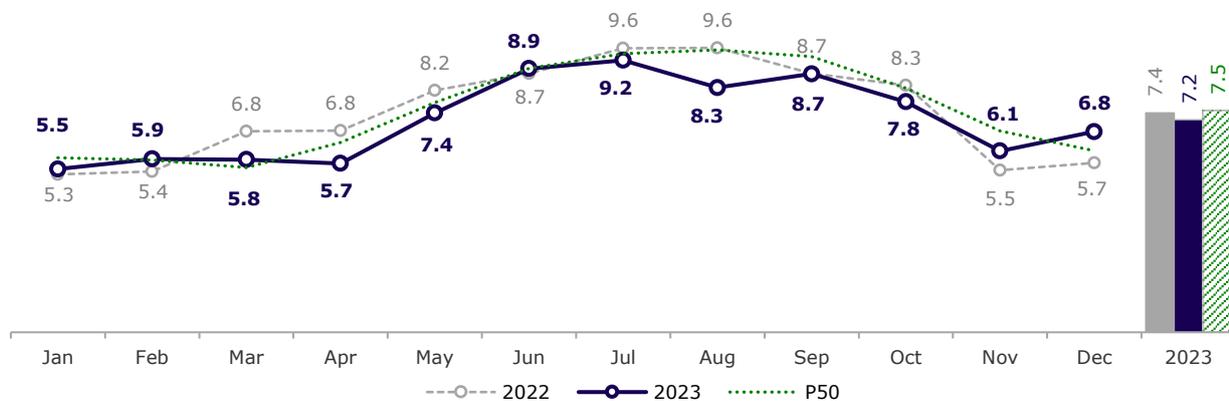
In 2023, availability remained below expectations due to the change in components, which began in February and ended in September, and the general preventive maintenance of the substation in March. These effects affected availability by 1.5%.

Chart 10 - Ventos do Piauí I: Average Time Availability (%)



In 4Q23, the average wind speed was 6.9 m/s, 6.1% higher than the 6.5 m/s recorded in 4Q22. In 2023, the average wind speed was 7.2 m/s, 2.7% lower than the 7.4 m/s recorded in 2022.

Chart 11 - Ventos do Piauí I: Monthly Average Wind Speed (m/s)

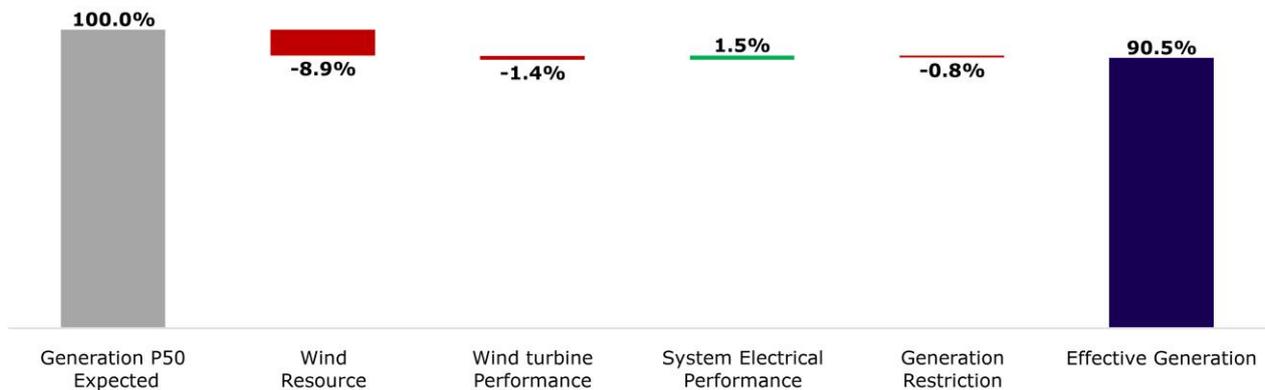


Assessing the results and the technical parameters of the project, in 4Q23 winds were 8.9% under the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines was 1.4% under expectations, due to the low power curve in the periods of slow winds and interferences in the commissioning of the Sol do Piauí photovoltaic plant (hybrid complex). The performance of the complex's power grid¹² was 1.5% above expected. Generation restrictions negatively affected the quarterly results by 0.8%, of which 0.3% can be reimbursed.

¹² Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

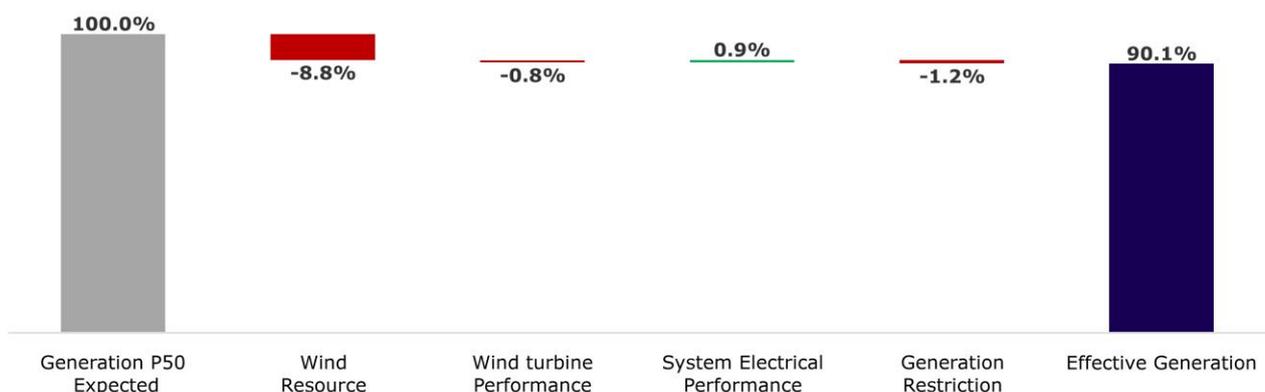


Chart 12 - Ventos do Piauí I: 4Q23 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation P50 (base 100)



In relation to 2023, assessing the results based on the technical parameters of the project, winds were 8.8% below the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines was 0.8% below reference, due to the maintenance concluded in September. The performance of the power grid¹³ was 0.9% above expectations; however, limitations on the distribution due to SIN restriction affected annual results by 1.2%, of which 0.9% can be reimbursed.

Chart 13 - Ventos do Piauí I: 2023 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation P50 (base 100)



¹³ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

Ventos do Piauí II

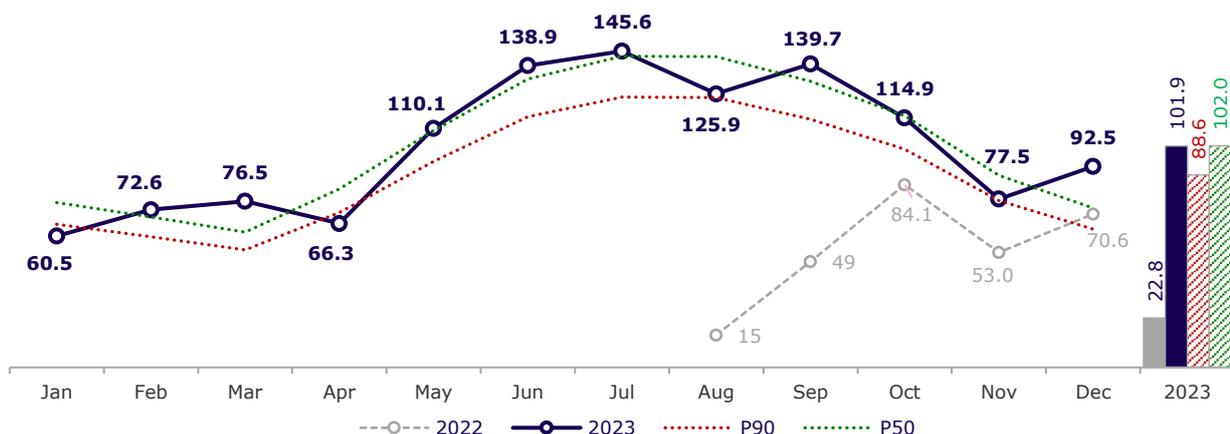
In 4Q23, generation from Ventos do Piauí II reached 95.2 MW average, 37% higher than the annualized generation of 69.4 MW average in 4Q22¹⁴. Production was 19.6% higher than expected generation at the 90th percentile (P90) and 3.9% higher than expected average generation (P50).

In 2023, the park's total generation reached 101.9 MW average, 15.1% higher than the P90 and in line with the P50.

Table 10 – Quarterly generation by the Ventos do Piauí II wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	69.8	60.1	16.2%	69.1	0.9%
2Q23	105.1	93.8	12.0%	108.0	-2.7%
3Q22	20.9	121.1	-72.6%	139.4	-85%
3Q23	137.0		13.2%		-1.7%
4Q22	69.4	79.5	-12.7%	91.6	-24.1%
4Q23	95.2		19.6%		3.9%
2022	22.8	88.6	-74.3%	102.0	-77.6%
2023	101.9		15.1%		0.0%

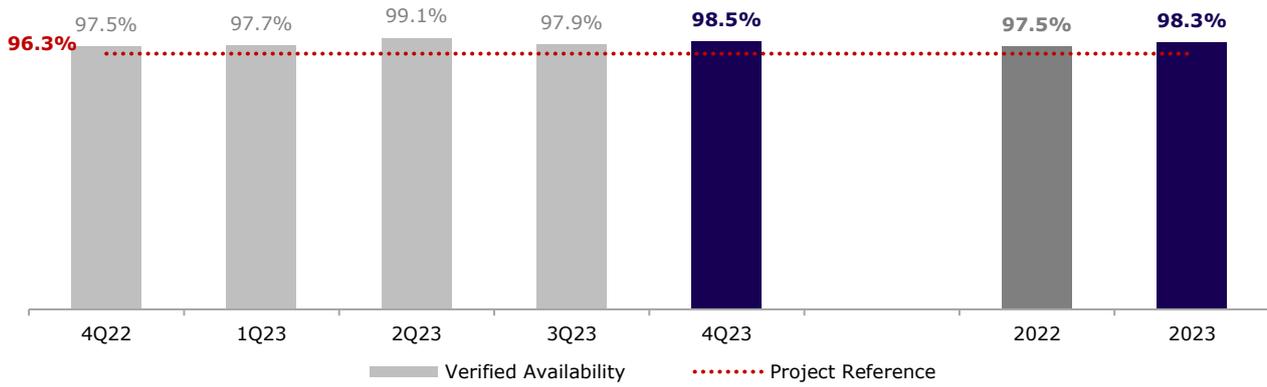
Chart 14 - Ventos do Piauí II: Power generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (MW average)



Average time availability index of the complexes reached 98.5% in 4Q23 and 98.3% in 2023, above the project's reference.

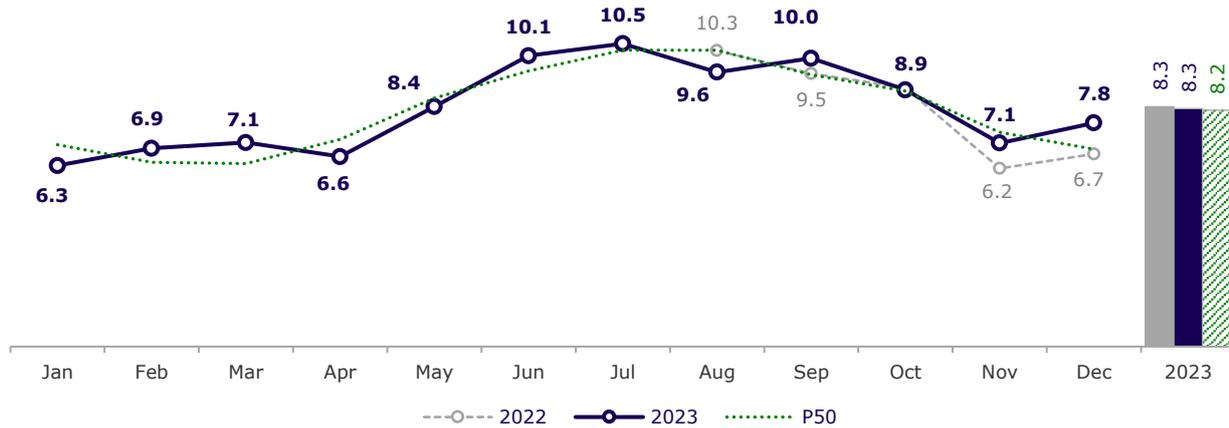
¹⁴ For the calculation of generation in MW average in 4Q22, the annual generation in MWh divided by the number of hours calculated from the date the complexes went into operation until December 31 was taken into account.

Chart 15 - Ventos do Piauí II: Average Time Availability (%)



In 4Q23, average wind speed was 7.9 m/s, higher than in 4Q22 (7.3 m/s).

Chart 16 - Ventos do Piauí II: Monthly Average Wind Speed (m/s)

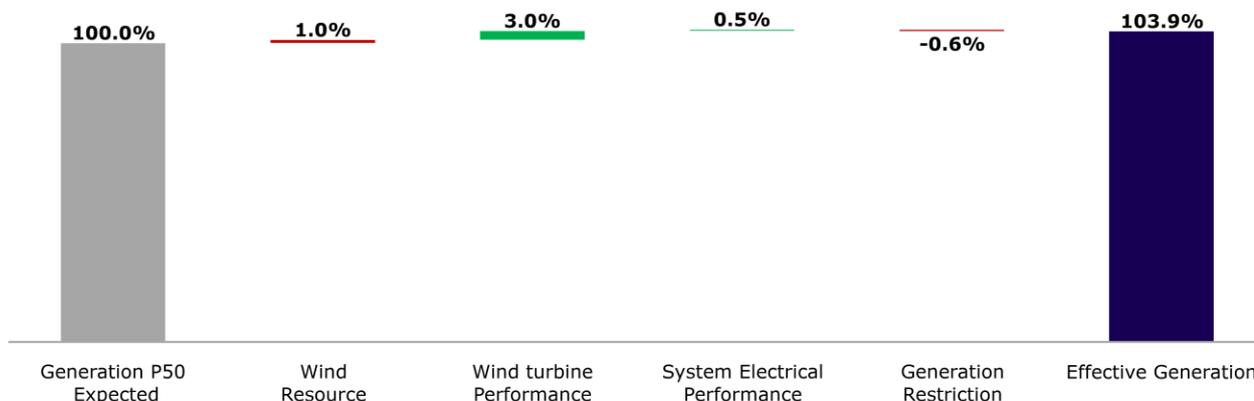


Assessing the results based on the technical parameters of the project, in 4Q23 winds were 1.0% under the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines, in turn, was 3.0% above expected, while the performance of the complex's power grid¹⁵ was 0.5% above expected. Generation restrictions negatively affected the quarterly results by 0.6%, of which 0.2% can be reimbursed.

¹⁵ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

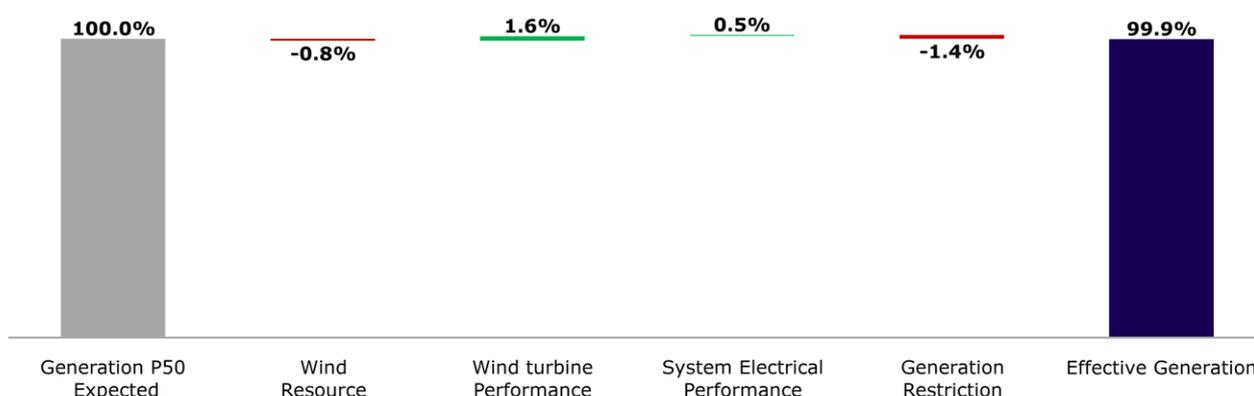


Chart 17 - Ventos do Piauí II: Performance of the wind farm in 4Q23 compared to the project's technical parameters, with an average generation expectation of P50 on a base of 100



In relation to 2023, assessing the results based on the technical parameters of the project, winds were 0.8% below the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines was 1.6% above the reference values. The performance of the complex's power grid¹⁶ was 0.5% above expected. However, limitations on the distribution due to SIN restriction negatively affected the annual results by 1.4%, of which 1.0% can be reimbursed.

Chart 18 - Ventos do Piauí II: 2023 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation of P50 (base 100)



¹⁶ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

Ventos do Piauí III

In 4Q23, generation by Ventos do Piauí III was 85.7 MW average, 16% higher than the annualized generation in 4Q22¹⁷. Generation was 13.9% higher than expected in the 90th percentile (P90) and 1.6% lower than average expected generation (P50), due to wind performance below expectations.

In 2023, total generation by the complex was 94.5 MW average, 11.9% higher than P90 and 3.3% lower than P50.

Table 11 – Quarterly generation by the Ventos do Piauí III wind complex

Period	Generation (MW average)	Expected Generation (P90) (MW average)	Var. (P90)	Expected Generation (P50) (MW average)	Var. (P50)
1Q23	63.1	56.0	12.6%	64.7	-2.6%
2Q22	25.4	89.5	-71.6%	103.5	-75.5%
2Q23	97.8		9.3%		-5.5%
3Q22	131.4	116.6	12.7%	134.9	-2.6%
3Q23	130.7		12.9%		-3.1%
4Q22	73.7	75.2	-2.0%	87.0	-15.3%
4Q23	85.7		13.9%		-1.6%
2022	58.0	84.5	-31.3%	97.7	-40.6%
2023	94.5		11.9%		-3.3%

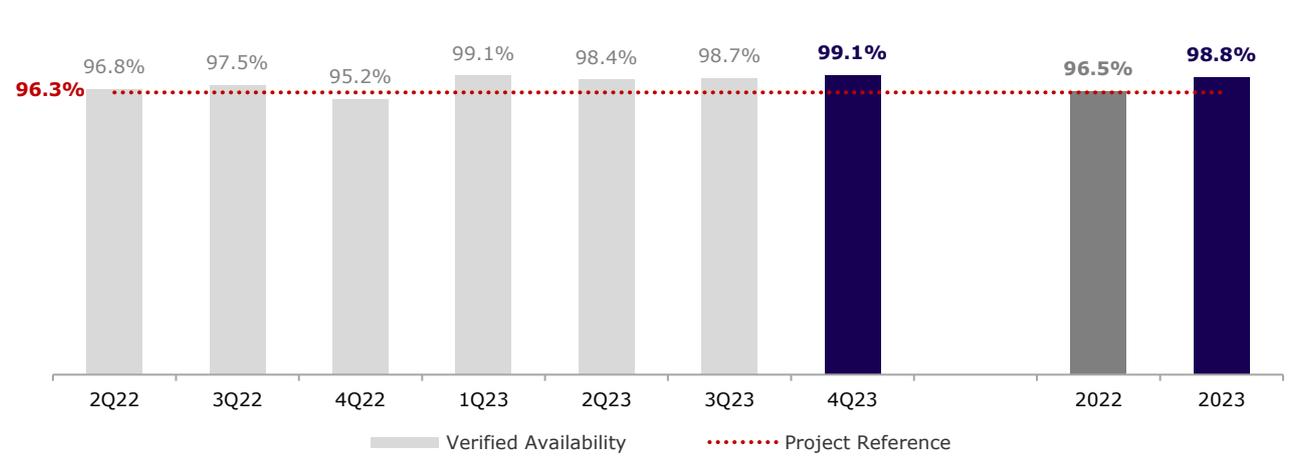
Chart 19 - Ventos do Piauí III: Power generation and certified values for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (MW average)



Average time availability index totaled 99.1% in 4Q23 and 98.8% in 2023, above the project reference.

¹⁷ To calculate generation in MW average in 4Q22, we considered the annual generation in MWh divided by the number of hours calculated from the date of startup of the complexes to December 31.

Chart 20 - Ventos do Piauí III: Average Time Availability (%)



In 4Q23, average wind speed was 7.5 m/s, 5.3% higher than in 2022 (7.1%).

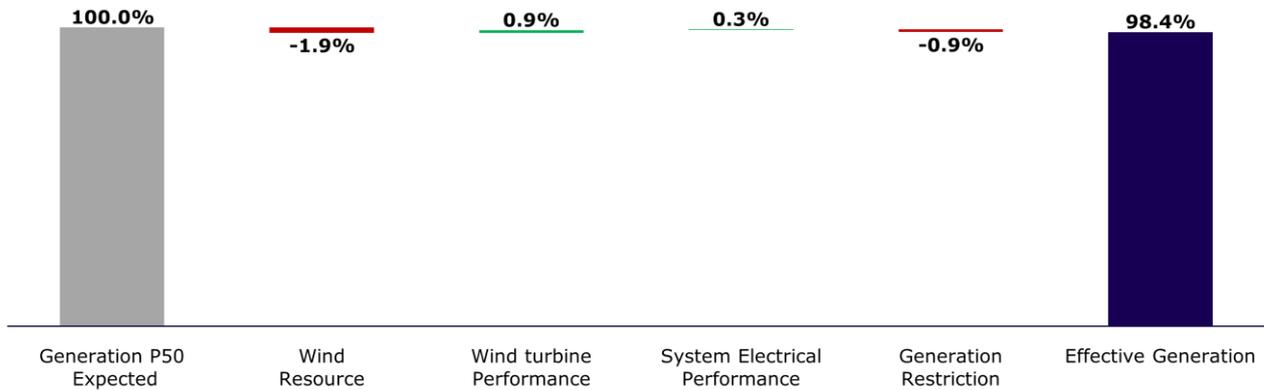
Chart 21 - Ventos do Piauí III: Monthly Average Wind Speed (m/s)



Assessing the results based on the technical parameters of the project, in 4Q23 winds were 1.9% below the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The availability of wind turbines, in turn, was 0.9% above expected, while the performance of the complex's power grid¹⁸ was 0.3% above expected. Generation restrictions negatively affected the quarterly results by 0.9%, of which 0.4% can be reimbursed.

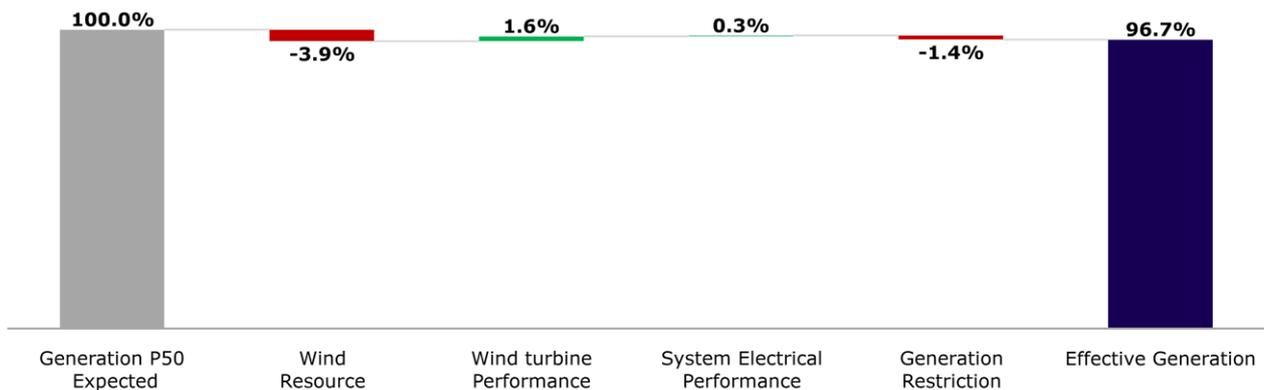
¹⁸ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

Chart 22 - Ventos do Piauí III: 4Q23 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation of P50 (base 100)



In relation to 2023, assessing the results based on the technical parameters of the project, winds were 3.9% under the long-term average for a 20-year horizon (estimated period of power generation based on P50). The performance of wind turbines was 1.6% above the reference values. The performance of the power grid¹⁹ was 0.3% above expected. Generation restrictions negatively affected the quarterly results by 1.4%, of which 1.0% can be reimbursed.

Chart 23 - Ventos do Piauí III: 2023 Performance of the wind farm compared to the project's technical parameters, with average generation expectation of P50 (base 100)



¹⁹ Power grid refers to the internal system consisting of the medium voltage network (34.5kV), the collector substation (34.5/230kV) and the transmission line up to the sectioning substation (230/500kV).

1.3 Solar Power Generation

Sol do Piauí Photovoltaic Plant

On November 1, 2023, ANEEL authorized the operational startup of the generation units of Sol do Piauí photovoltaic plant in test mode. With installed capacity of 48 MW, the Sol do Piauí plant is the first project authorized²⁰ by ANEEL to operate in association with a wind complex – the Ventos do Piauí I wind complex, sharing the existing transmission infrastructure (line, substation and transmission system usage contracts). The plant started commercial operations on January 3, 2024.

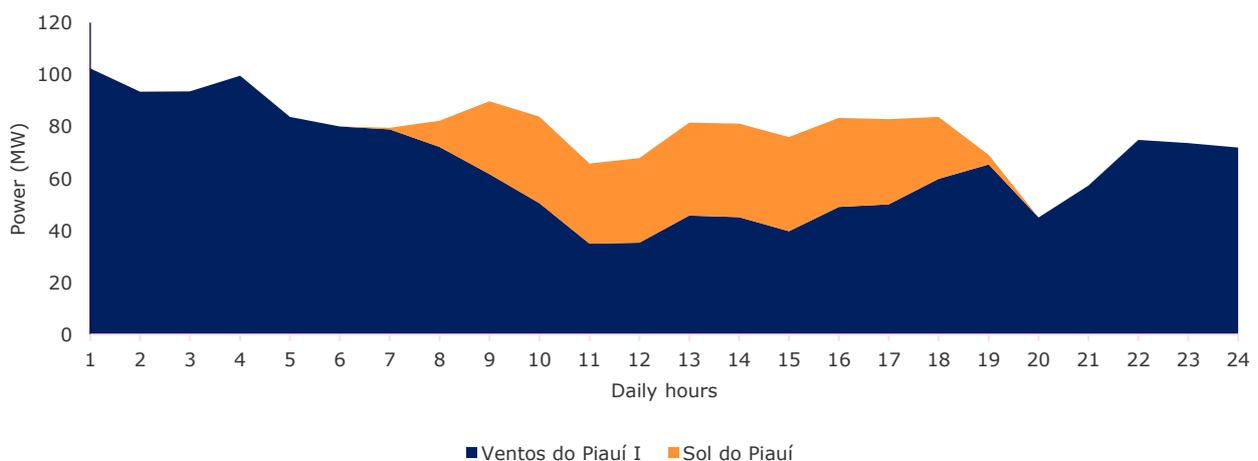
The construction and operation of associated projects also benefit the national electricity system by enabling the use of idle capacity in the existing transmission network to inject additional energy volumes without the need for additional investments to reinforce the transmission system.

Table 12 – Technical characteristics of the solar farm

Solar Park	Installed Capacity (MW)	Inverter manufacturer	Module manufacturer	Number of Modules	Operation and Maintenance
Sol do Piauí	48.1	Sungrow	Canadian	107,184	Operated by Auren

The Sol do Piauí solar plant has a generation profile that is complementary to that of the Ventos do Piauí I wind complex, whose generation is primarily nocturnal, bringing synergy to the operation of the plants and a diverse energy generation portfolio, with more stable and constant daily generation, as shown in Chart 24.

Chart 24 – Daily generation profile of Ventos do Piauí I and Sol do Piauí (MW average)²¹



²⁰ ANEEL Normative Resolution 9,995 of May 18, 2021.

²¹ Average energy generation in the last 10 days of December 2023 (December 22 through 31, 2023).

Considering the project characteristics, and its operation in association with the wind complex, Sol do Piauí has expected power generation of 11.2 MW average a year based on P90 and 12.3 MW average a year based on P50, with the following seasonality:

Table 13 – Expectation of certified power generation for the 50th percentile (P50) and 90th percentile (P90) (MW average)

Certified Generation (MW average)													
Percentile	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
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

The solar farm has been fully operational since December 22, and Sol do Piauí's power generation reached 3.0 MW average in 4Q23. Despite operating in test mode, power generation came to 25.7% of the 90th percentile (P90) and 23.2% of the 50th percentile (P50). On an annualized basis, power generation came to 0.8 MW.

On January 3, 2024, the solar plant started commercial operation.

Table 14 – Quarterly generation by the Sol do Piauí wind complex

Period	Generation (MW average)	Generation Expected (P90) (MW average)	Var. (P90)	Generation Expected (P50) (MW average)	Var. (P50)
4Q23 ²²	14.0	11.0	27.3%	12.2	14.8%

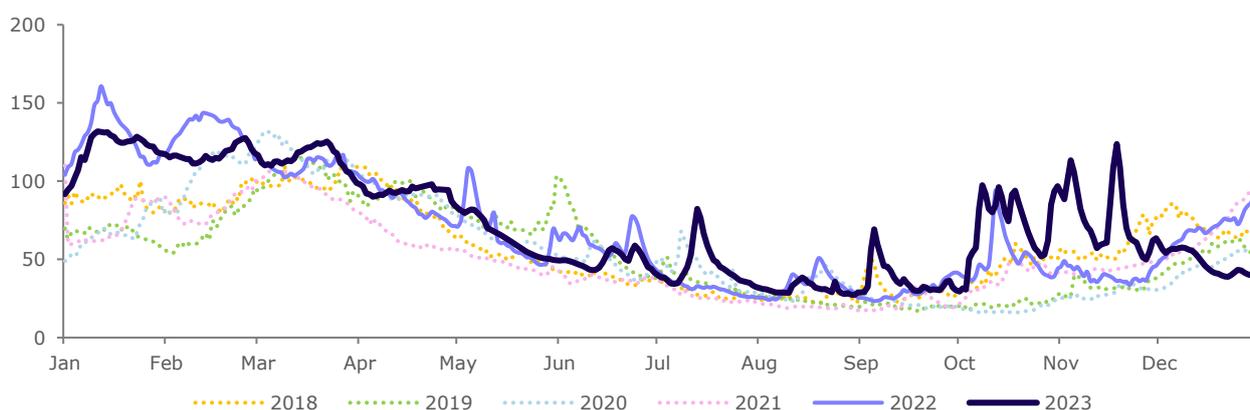
²² Amounts relating to the performance operation started on December 22, 2023.

2. Commercial Performance

2.1 Energy Market

With the effects of the El Niño climate phenomenon more evident, the 2023 hydrological scenario was marked by greater volatility when compared to 2022, especially characterized by heavy rainfall in the South in October and November, but in December there was reduced rainfall in the South and weak and sparse rainfall observed in the Centre-North of the country, leading to the Affluent Natural Energy (ENA) registering below the historical value in a large part of the SIN. Mainly due to the rainfall in October and November, gross ENA in 4Q23 was 21% higher than in 4Q22 (117% and 96%, respectively), and ENA in 2023 was higher than the Long-Term Average (MLT) and 4 p.p. higher than in 2022.

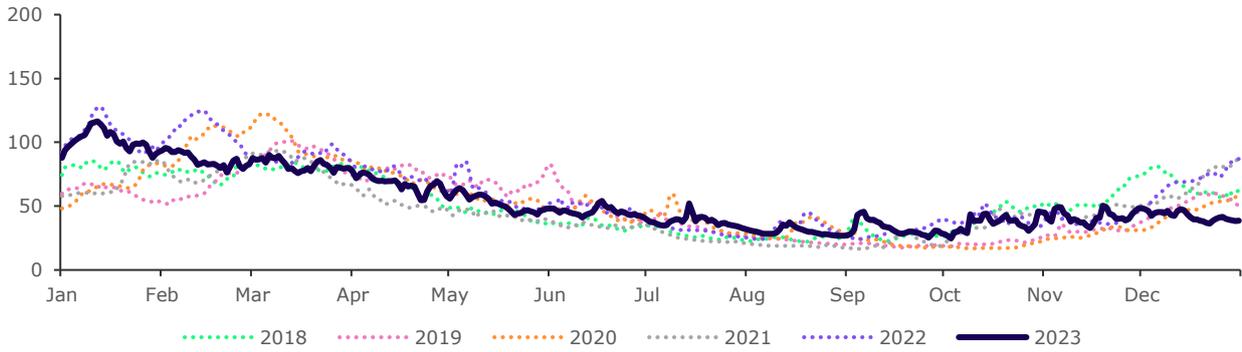
Chart 25 – Gross Affluent Natural Energy for the entire National Interconnected System (GW avg)



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	9M	Year
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%

From the point of view of storable ENA, which considers the natural flows minus the flows released into the reservoirs, we observed a lower performance, mainly caused by the flow released into the South subsystem, given that the reservoirs in that region are smaller and have a much lower storage capacity when compared to the Southeast/Central-West subsystem. For 4Q23, the difference between Gross ENA and Storable ENA was 45 p.p., and 15 p.p when considering the year 2023.

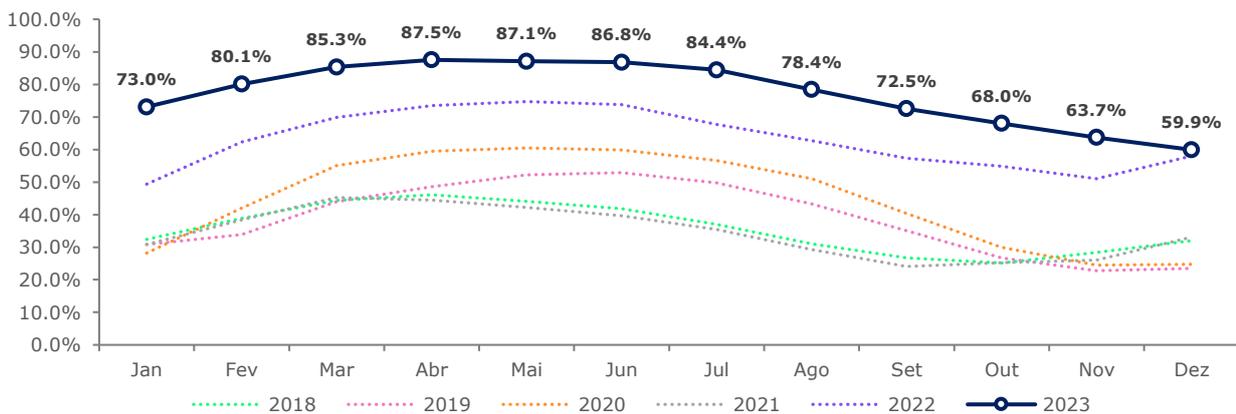
Chart 26 – Storable Affluent Natural Energy for the entire National Interconnected System (GW avg)



	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
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%

Throughout 2023, the level of the reservoirs remained, on average, 15 p.p. above the previous year. Since mid-September, with record consumption and a Storable ENA below the historical average, especially in December, when there was a more accelerated depletion of the reservoirs compared to 2022, which led the SIN's storage level to end the year at 59.9%, versus 58.0% the previous year.

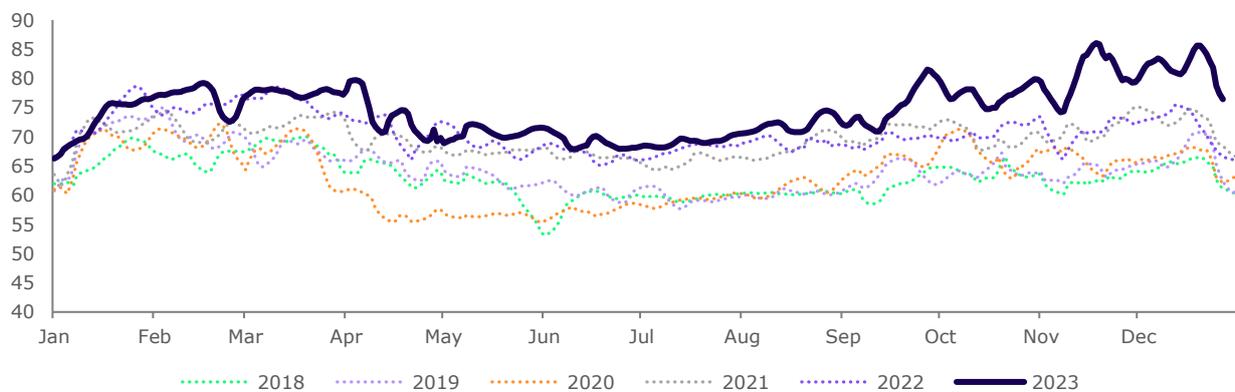
Chart 26 - Level of reservoirs in the National Interconnected System (% Maximum Stored Energy)



In the last four months of the year, there was a record of maximum instantaneous demand in the SIN, due, among other factors, to positive deviations in maximum air temperature. In the state of São Paulo, for example, maximum temperature records exceeded the historical average by 2.3°C in 4Q23, and in the second half of the year the positive anomaly reached 2.7°C in the state capital.

In this sense, in terms of the evolution of the energy load, there was a significant increase from the second half of September onwards, with significant impacts for 4Q23, resulting in an increase of 4 GW average or 5.5% in 2023 compared to the consumption recorded in 2022.

Chart 29 - Energy Consumption in the SIN (GWavg)²³



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
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

As for the atmospheric pattern, while 2022 was influenced by La Niña, 2023 was mostly affected by El Niño halfway through the year, causing heavy rainfall in the Southern submarket and above-average temperatures and lower rainfall in the Central-North region of Brazil. This weather pattern led to high power consumption in the second half of the year, in addition to high ENA in the Southern submarket, benefiting hydroelectric generation, though with lower potential of hydroelectric storage capacity in the SIN.

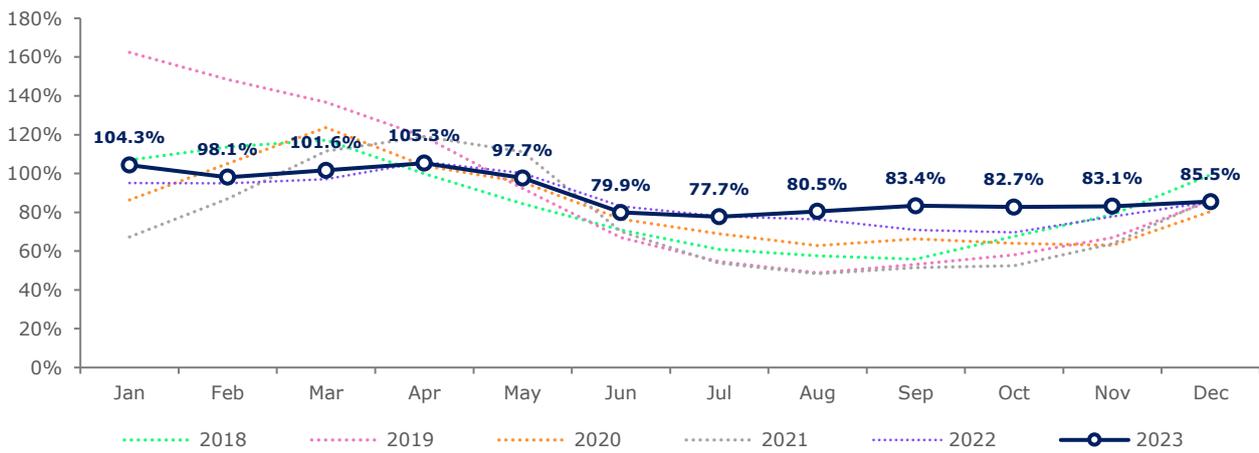
As in September 2023, in 4Q23 the Differences Settlement Price (PLD) of the four submarkets (Southeast/Midwest, South, Northeast and North) was higher than the minimum regulatory price in some days, due to the sharp increase in air temperatures

²³ Energy consumption of SIN considers the estimated consumption supplied by Distributed Micro and Mini Generation systems.

in the period, among other factors, which increased the total power demand across the system. Average PLD was R\$ 77.71/MWh in 4Q23, higher than in 4Q22 (R\$ 56/MWh). In 2023, average PLD was R\$ 72.16 vs. R\$ 59/MWh in 2022.

As for hydroelectric displacement (GSF), according to the Electricity Trading Chamber (CCEE), the average amount was 83.8% in 4Q23 (vs. 77.5% in 4Q22) and 89.7% in 2023 (vs. 85.4% in 2022). The better use of hydropower is directly linked to the higher storage in 2023 compared to previous years.

Chart 28 – Hydroelectric displacement (GSF %)



Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	4Q	Year
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 Energy Balance

Auren's current generation portfolio in operation consists of assets with total physical guarantee of 1,391 MW average²⁴ in December 2023.

Energy generated by Auren's assets is traded under agreements in the Free Contracting Environment (ACL) and the Regulated Contracting Environment (ACR). Currently, assets with agreements in the ACR are Porto Primavera HPP and the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III wind complexes.

All prices of agreements in the regulated market are adjusted based on the Extended National Consumer Price Index (IPCA) on the respective adjustment dates.

Table 12 shows the Company's Energy Balance and information on energy selling prices in the Regulated Contracting Environment (ACR) and Free Contracting Environment (ACL).

Table 15 – Consolidated Energy Balance of Auren's Assets

		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Physical Guarantee ⁽¹⁾ of Auren's own assets (a)	(MW average)	1,249	1,443	1,498	1,498	1,498	1,498
Purchases for Resale (b)	(MW average)	2,688	1,611	1,530	1,069	728	253
<i>Price ⁽²⁾ Purchases for Resale</i>	(R\$ /MWh)	158	192				
Auren's Own Resources (c) = (a) + (b)	(MW average)	3,937	3,054	3,028	2,567	2,226	1,751
ACR Sales (d)	(MW average)	493	493	493	493	493	514
ACL Sales (e)	(MW average)	3,412	2,335	2,157	1,586	984	495
Auren's Own Requirements (f) = (d) + (e)	(MW average)	3,905	2,828	2,651	2,079	1,477	1,009
<i>Auren's Own Requirements Price ⁽³⁾</i>	(R\$ /MWh)	181	205				
Energy Balance (g) = (c) - (f)	(MW average)	32	226	378	488	749	742
Contract Margin (h) ⁽⁴⁾	(R\$ /MWh)	-	96		99		173

⁽¹⁾ The amounts consider:

(i) the physical guarantee of own assets (HPP Porto Primavera and wind complexes) net of the MRE adjustment factor (GSF);

(ii) the amount of 167 MW average referring to the projects Sol do Piauí and Sol de Jaíba, which should go operational in 2024;

(iii) the physical guarantees are net of losses in the basic network, considered as 3%;

(iv) the physical guarantee subject to hydrological risk (GSF) is 630 MW average, due to the renegotiation of the hydrological risk for the 230 MW average sold in the Regulated Contracting Environment (ACR) by HPP Porto Primavera;

(v) excluding HPP Paraibuna's resources.

⁽²⁾ The amounts are net of PIS, COFINS and R&D;

⁽³⁾ The amounts are net of PIS, COFINS and R&D and include the total sales in ACR and ACL;

⁽⁴⁾ The contracted margin is shown for 2024, the average for the three-year period 2025-2027 and the average for the five-year period 2028-2032.

The physical guarantee increased in 4Q23 compared to 3Q23, due to Ordinance 2,634/SNTEP/MME, published on October 9, 2023, which revoked the revision of the physical guarantee of Ventos do Araripe III.

²⁴ Considering own assets and Auren's interest in hydroelectric assets excluding HPP Paraibuna.

Table 16 – Breakdown of energy sales agreements in the regulated environment (ACR)

ACR Sales	Volume (MWm)	Auction Price (R\$ /MWh)	Reference Date	Reajustaded Gross Price (R\$ /MWh) ⁽¹⁾	Net Price PIS/COFINS/P&D (R\$ /MWh)
1st LEN - HPP Porto Primavera	148	116	12/01/2005	304.7	273.5
2nd LEN - HPP Porto Primavera	82	125	06/01/2006	323.2	290.1
22th LEN - Ventos do Piauí I	93	190	08/21/2015	283.0	272.7
20th LEN - Ventos do Araripe III	15	145	11/01/2014	232.9	224.4
18th LEN - Ventos do Araripe III	103	127	12/01/2013	215.1	207.2
6th LER - Ventos do Araripe III	52	143	10/01/2014	239.1	230.3
Average ACR Prices (R\$ /MWh)				275.9	256.2

⁽¹⁾ Baseline date of prices: January 01, 2024.

The physical energy guarantee of HPP Porto Primavera contracted in the ACR (230 MW average) is hedged against the exposure to hydrological risk. As consideration, the Company pays a monthly premium of R\$ 15.15/MWh, as per the amount established by ANEEL's Normative Resolution 684/2015.

In January 2023, a bidding process was initiated to export energy to Argentina and Uruguay, given the surplus energy generated by hydroelectric plants. The energy volume exported by the hydroelectric plants in Brazil up to the end of December was 4,466 GWh, of which 3,975 GWh was in the first half of the year, 489 GWh in the third quarter and only 2 GWh in the fourth quarter, due to lower energy needs of the countries and the necessary hydroelectric availability to supply the SIN. HPP Porto Primavera received R\$ 12.6 million from energy exports in 2023, of which R\$ 10.7 million was received in the first half of the year, R\$ 1.9 million in 3Q23 and an insignificant amount in 4Q23.

Table 17 - Energy Balance of Interests

		2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Physical Guarantee of assets (a)	(MW avg)	218	256	256	256	256	256
Purchases (b)	(MW avg)	86	163	149	149	119	119
Resources (c) = (a) + (b)	(MW avg)	303	418	404	404	375	375
ACL Sales (d)	(MW avg)	283	379	375	375	375	375
Requirements (e)	(MW avg)	283	379	375	375	375	375
Energy Balance (f) = (c) - (e)	(MW avg)	20	40	29	29	0	0
Contracted Equity Margin (g)	(R\$ /MWh)	-	195		204		160

**Table 18 – Auren’s Consolidated Energy Balance (MW average)**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028-2032
Own Resources ⁽¹⁾	3,937	3,054	3,028	2,567	2,226	1,751
Resources Holdings ⁽²⁾	303	418	404	404	375	375
Total Resources (a)	4,240	3,472	3,433	2,971	2,601	2,126
Own Requirements	3,905	2,828	2,651	2,079	1,477	1,009
Equity Requirements ⁽²⁾	283	379	375	375	375	375
Total Requirements (b)	4,188	3,207	3,026	2,454	1,852	1,384
Consolidated Balance Sheet (c) = (a) – (b)	52	266	407	517	749	742

⁽¹⁾ The amounts consider:

(i) the physical guarantee of own assets (HPP Porto Primavera and wind complexes) net of the MRE adjustment factor (GSF);

(ii) the amount of 167 MW average referring to the projects Sol do Piauí and Sol de Jaíba, which should go operational in 2024;

(iii) the physical guarantees are net of losses in the basic network, considered as 3%;

(iv) the physical guarantee subject to hydrological risk (GSF) is 630 MW average, due to the renegotiation of the hydrological risk for the 230 MW average sold in the Regulated Contracting Environment (ACR) by HPP Porto Primavera;

(v) excluding HPP Paraibuna's resources.

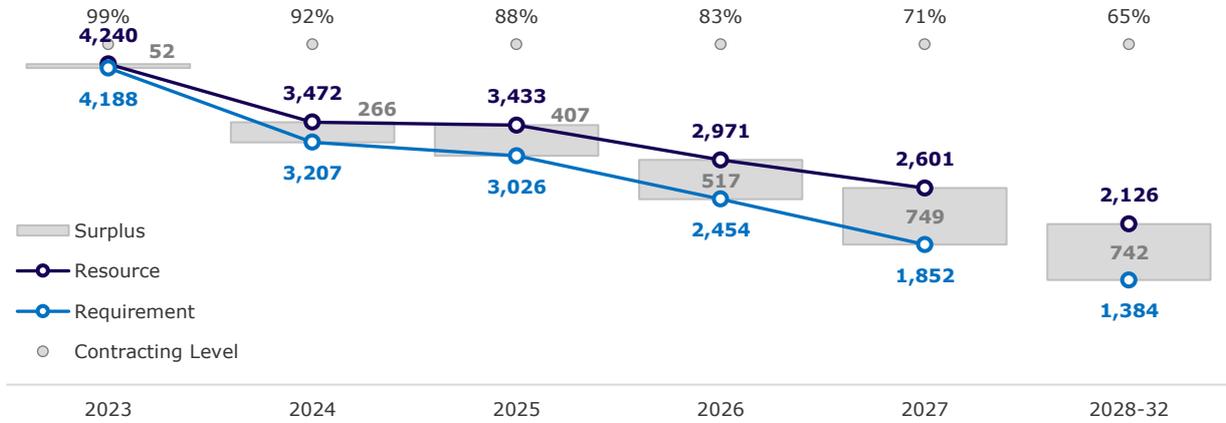
⁽²⁾ Considering the resources (physical guarantee and energy purchase agreements) and requirements (sales) equivalent to Auren’s ownership interest in assets in which Auren holds a non-controlling interest (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações).

In the whole portfolio, considering the Generation (own assets and assets in which Auren holds minority interest) and Trading segments, sales volume is close to 4.2 GW average in 2023, more than twice Auren’s physical guarantee for the period.

Auren is maintaining its strategy of high contracted levels for the coming years. For the 2023-2025 period, the average contracted level of the portfolio is approximately 93% of its resource, composed by the entire physical guarantee of its assets and energy purchase agreements already signed. Note that this contracted level does not consider the volume of energy required to cover any impact on the physical guarantee of hydroelectric plants in connection with hydroelectric displacement (GSF). Therefore, net of GSF, the contracted level would be even higher.

Compared to 3Q23, the main change was an increase in Auren’s long position by approximately 120 MW average for 2025, due to energy purchases at average prices ranging from R\$ 100 to R\$ 105/MWh, anticipating a potential increase in the curve of future prices, to sustain the strategy of sales to end clients. In addition, the volume of resources and requirement in ownership interests increased, thanks to adjustments in agreements between assets and trading companies, but which did not substantially change energy exposures.

Chart 30 – Energy Balance of Auren's consolidated portfolio (Generation, Trading and Interest)²⁵ (MW average)



The contracted level shown in Chart 30 above already includes the physical guarantee of Sol de Jaíba, whose implementation is ongoing. Note that, for the 2028-2032 period, the average contracted level of Auren’s consolidated portfolio is 65%.

²⁵ Considering: (i) the net physical guarantees for losses in the basic network, considered as 3%; (ii) the expected physical guarantees in Sol do Piauí and Sol de Jaíba; and (iii) the 2024 volume considers the startup of Sol de Jaíba and Sol do Piauí; (iv) the physical guarantee equivalent to Auren’s interest in assets in which it holds non-controlling interest.

3. Financial Performance

Auren's solid performance in 4Q23 and the full year 2023 resulted in an equally significant financial performance. The higher volume transacted in energy generated an increase in net revenue of 14.7% in the quarter and 7.4% in the full year 2023, when compared to the same periods last year.

The company's Adjusted EBITDA in 4Q23 would have grown by 15.3% in relation to 4Q22 if we disregarded the insurance reimbursement received in 4Q22 for a previous claim occurred in Ventos do Araripe III. In 2023, Adjusted EBITDA grew by 9.7% compared to the previous year.

The company ended 2023 with a net loss of R\$ 317.7 million, due to the accounting of expenses related to IR/CSLL of R\$ 912.4 million and PIS/COFINS of R\$ 124.8 million on the gain from the indemnification of the HPP Três Irmãos assets, whose revenue linked to the monetary restatement of these indemnified assets was accounted for at the end of the 2022 financial year.

Table 19 - Financial Highlights

R\$ million	4Q23	4Q22	Var. (%)	2023	2022 ^(a)	Var. (%)
Net Revenue	1,703.7	1,484.9	14.7%	6,181.9	5,754.6	7.4%
Gross Profit	330.6	255.9	29.2%	1,332.9	1,153.3	15.6%
Gross Margin	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%
Reversal of Provision for Litigation and Write-off of Judicial Deposits	3.9	(136.7)	N.M.	(139.7)	(57.0)	144.9%
Dividends Received	137.4	127.6	7.7%	229.6	235.0	-2.3%
Migration Post employment benefits	-	-	-	-	(20.1)	-100.0%
Energy futures contracts	(63.6)	13.2	N.M.	13.4	(156.0)	N.M.
Write-off of assets by inventory adjustment	12.3	-	N.M.	12.3	-	N.M.
Reversal of impairment of Fixed Assets	-	(230.9)	N.M.	-	(230.9)	N.M.
Adjusted EBITDA	508.1	533.9	-4.8%	1,793.5	1,635.7	9.7%
Adjusted EBITDA Margin	29.8%	36.0%	-6.1 p.p.	29.0%	28.4%	0.0 p.p.
Financial Result	(76.2)	2,067.2	N.M.	(238.0)	1,660.3	N.M.
Net Profit	107.6	2,453.1	-95.6%	(317.7)	2,675.7	N.M.

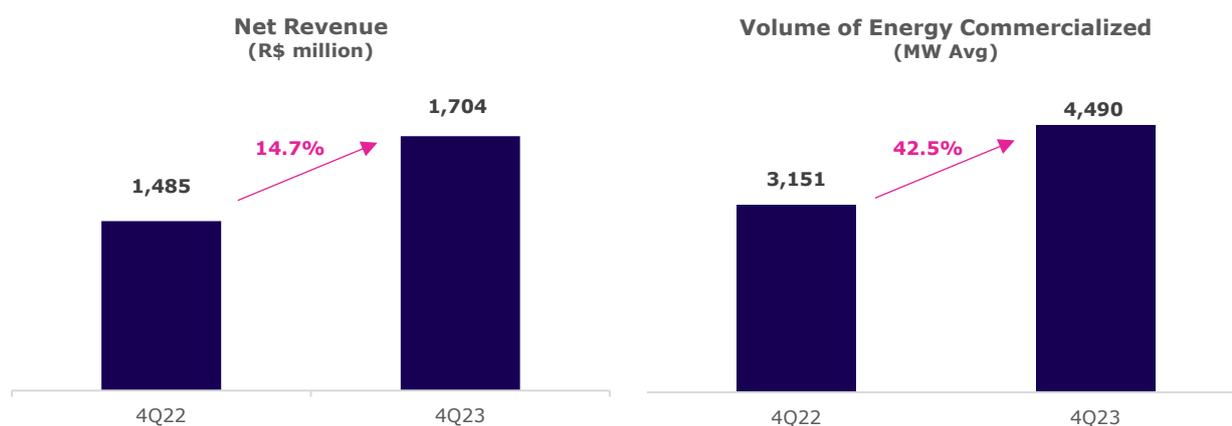
^(a) The 1Q22 financial performance reflects Auren's unaudited proforma consolidated result, prepared to reflect the effects of the corporate reorganization. From 2Q22 onwards, the audited consolidated result is presented.

3.1 Net Revenue

Net revenue for 4Q23 totaled R\$ 1,703.7 million, an increase of 14.7% compared to the R\$ 1,484.9 million in the same quarter of the previous year, mainly explained by the 42.5% increase in the volume of energy traded in the period (4,490 MW average in 4Q23 versus 3,151 MW average in 4Q22). The effects between Auren's business segments are explained below:

- 
- (a) Hydroelectric Generation:** reduction of R\$ 100.0 million or 22.9% versus 4Q22 (R\$ 336.1 million in 4Q23 versus R\$ 436.1 million in 4Q22), mainly due to the assignment of energy purchase and sale contracts to consolidate them under the Commercialization segment, carried out at the end of 2022 and the termination of wholesale contracts, effects partially offset by the entry of new contracts and inflation adjustments, which resulted in an increase of R\$ 13.20/MWh in the average price of ACR contracts. The assignment of contracts has its counterpart reflected in the Commercialization segment and therefore does not impact Auren's consolidated result;
- (b) Wind Generation:** growth of R\$ 74.9 million or 49.3% compared to 4Q22 (R\$ 226.9 million in 4Q23 versus R\$ 152.0 million in 4Q22), mainly due to the generation of the Ventos do Piauí II and III wind farms (R\$ 31.8 million), which began operating at the end of 4Q22, the better generation at the Ventos do Piauí I and Ventos do Araripe III wind farms compared to the same period in 2022 (R\$ 21.9 million) and the better result in the sale of carbon credits (R\$ 9.2 million), as well as the readjustment of contracts for inflation (R\$ 4.0 million);
- (c) Commercialization:** an increase of R\$ 149.0 million or 13.3% compared to 4Q22, totaling R\$ 1,273.0 million versus R\$ 1,124.0 million in 4Q22, mainly due to the 86.6% increase in the volume of energy trading (2,647 MW average in 4Q23 versus 1,418 in 4Q22);
- (d) Eliminations:** reduction in net revenue due to the effect of eliminations of R\$ 94.6 million versus 4Q22, explained mainly by the lower energy prices observed in intercompany operations, defined by the market price curve for future years at the time of the assignment. For a better understanding of these operations, see the "Important Information" section of this document.

Chart 31 - Net Revenue and Volume of Energy Sold in the Quarter



In 2023, consolidated net revenue totaled R\$ 6,181.9 million, which represents growth of 7.4% in relation to the R\$ 5,754.6 million reported in 2022.

The Income Statement for the Year detailing the breakdown of net revenue by segment is available in the "Appendices" section of this document.

3.2 Operating Costs and Expenses

Operating costs and expenses²⁶ in 4Q23 increased by R\$ 558.7 million or 62.3% compared to 4Q22 (R\$ 1,455.3 million in 4Q23 versus R\$ 896.6 million in 4Q22), mainly due to the higher cost of energy purchases of R\$ 135.3 million, given the higher volume of energy traded, and the lower result of other operating revenues of R\$ 393.1 million in the period, given the positive variation in the mark to market of energy contracts in the 4Q23 versus 4Q22 comparison, combined with 4Q22 positive effects of the reversal of the provision for impairment of fixed assets and the reversal of the provision for contingencies.

It is worth noticing that the increase in PMSO of R\$ 32.3 million in 4Q23 compared to the same quarter of the previous year, the main efficiency item in Operating Costs and Expenses, was mainly due to inflationary readjustments, the full start-up of Ventos do Piauí II and III and the one-off (expense-reducing) revenues that occurred in 4Q22, none of these effects being related to a reduction in efficiency.

The main effects on the business segments and further details are explained below:

²⁶ Total operating costs and expenses include: Power Purchase Costs, Electricity Grid Usage Charges, Operating Costs, General and Administrative Expenses, Depreciation and Amortization and Other Operating Income (Expenses), net.



(a) Energy purchase costs: increase of R\$ 135.3 million or 14.3% compared to 4Q22 (R\$ 1,084.3 million in 4Q23 versus R\$ 949.1 million in 4Q22), explained by:

- **Hydroelectric Generation:** reduction of R\$ 71.9 million in energy purchased compared to 4Q22, due to the termination of energy purchase contracts to cover the segment's short exposure;
- **Wind Generation:** an increase of R\$ 5.1 million in relation to 4Q22 to equalize the ballast balance of the wind plants, mainly due to the revision of the physical guarantee of Ventos do Araripe III, totaling R\$ 7.6 million in 4Q23 versus R\$ 2.6 million in 4Q22;
- **Commercialization:** increase of R\$ 107.5 million or 9.9% (R\$ 1,191.9 million in 4Q23 versus R\$ 1,084.4 million in 4Q22), mainly explained by the higher volume of energy trading operations, albeit at lower prices than those practiced in the same period of the previous year, partially offset by the effect of closing wholesale contracts;
- **Intercompany Eliminations:** lower elimination effect of R\$ 94.6 million in 4Q23, due to the lower volume and energy prices observed in intercompany operations. More details of these operations are available in the "Important Information" section.

(b) Electricity Grid Usage Charges: charges totaled R\$ 70.4 million in the period (versus R\$ 68.9 in 4Q22), representing an increase of 2.2% in relation to 4Q22, showing stability in the comparison between the periods;

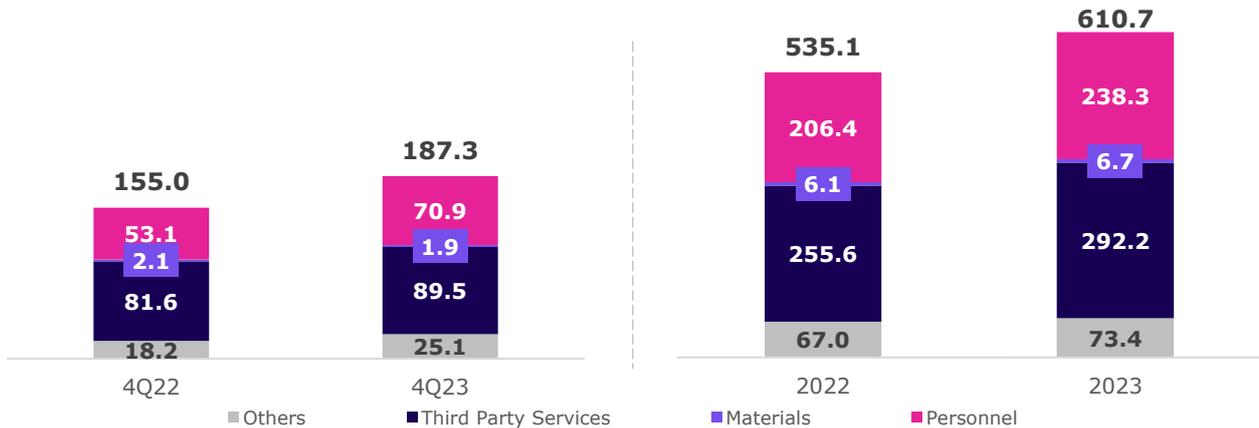
(c) PMSO costs and expenses ²⁷: increase of R\$ 32.3 million in 4Q23 compared to the same quarter of the previous year, totaling R\$ 187.3 million in 4Q23 versus R\$ 155.0 million in 4Q22, explained by:

- **Personnel (P):** an increase of R\$ 17.7 million or 33.4%, explained mainly by the effect of inflationary readjustments and a higher provision for bonuses compared to 4Q22. Personnel expenses totaled R\$ 70.9 million versus R\$ 53.1 million in 4Q22;
- **Materials and Third Party Services (MS):** an increase of R\$ 7.7 million or 9.2% (R\$ 91.3 million in 4Q23 versus R\$ 83.6 million in 4Q22), mainly due to higher operation and maintenance expenses related to the start-up of Ventos do Piauí II and III in the amount of R\$ 3.3 million, in addition to R\$ 3.2 million in growth initiatives;

²⁷ The analysis of PMSO expenses includes the items Operating Costs, General and Administrative Expenses and Other Operating Income (Expenses), net presented in the Segmented Income Statement, available in the "Appendices" section of this document, excluding Other Income and Expenses.

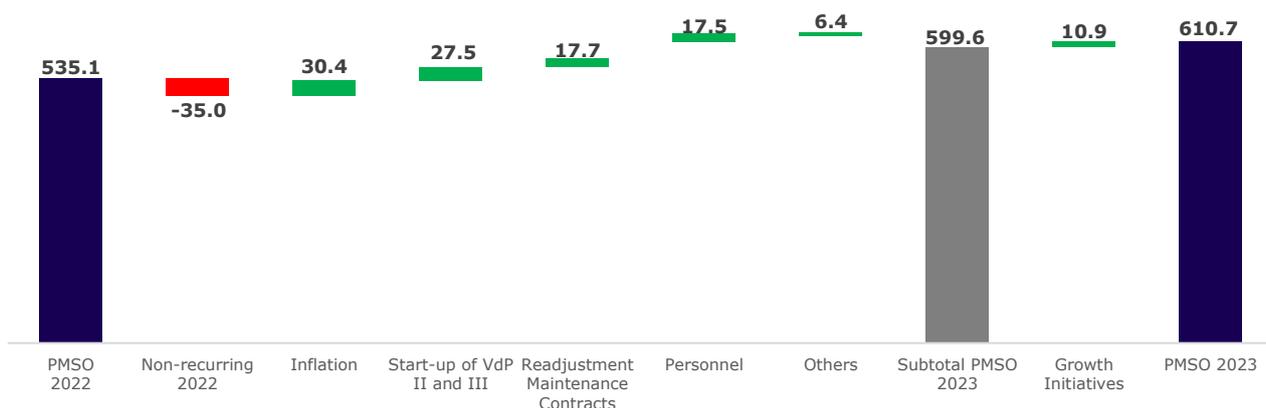
- **Others (O):** the increase of R\$ 6.8 million or 37.9% in the comparison between the quarters, is mainly explained by one-off revenues in 4Q22, totaling R\$ 25.0 million in 4Q23 versus R\$ 18.2 million in 4Q22.

Chart 32 – Expenses with PMSO (R\$ million)

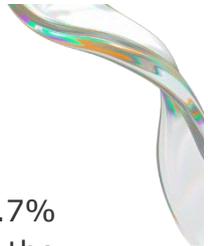


In 2023, PMSO expenses totaled R\$ 610.7 million, an increase of 14.1% compared to the R\$ 535.1 million reported in 2022, mainly due to the start-up of the Ventos do Piauí II and III wind farms, as well as readjustments, mainly inflationary, in the maintenance contracts for the farms that were already in operation in both periods and higher personnel expenses. The main effects are explained in the following chart:

Chart 33 – Evolution of PMSO expenses in 2023²⁸ (R\$ million)



²⁸ Initiatives associated with growth include the entry into commercial operation of the Ventos do Piauí II and III wind complexes by the end of 2022;



(d) Depreciation and Amortization: reduction of R\$ 2.9 million or 1.7% (R\$ 169.6 million in 4Q23 versus R\$ 172.5 million in 4Q22), stable in the comparison between the periods;

(e) Other Income and Expenses²⁹: revenue of R\$ 55.2 million in 4Q23 versus revenue of R\$ 448.3 million in 4Q22. The variation between the periods is mainly explained by the positive variation of R\$ 76.7 million in the mark to market of future energy contracts and by the effects in 4Q22 related to the provision reversal for the homologation of the fishermen's Public Civil Action, the indemnification of lost profits from Ventos do Araripe III of R\$ 93.4 million and the reversal of impairment of fixed assets of the subsidiary CESP of R\$ 230.9 million.

3.3 Adjusted EBITDA

As of 1Q23, the company has presented Adjusted EBITDA excluding the mark-to-market (MTM) of future energy purchase and sale contracts, in addition to the other adjustments practiced this quarter or in previous periods, which are: (i) provision or reversal of litigation and write-off of judicial deposits; (ii) dividends received from minority stakes; (iii) gain from the migration of post-employment benefits; (iv) write-off of assets due to inventory adjustments; and (v) reversal of impairment of fixed assets.

The purpose of marking to market is to include in Accounting EBITDA the positive and negative effects of negotiations already signed with future energy deliveries, as well as the effects of exposure to market price variations in the directional position of the energy balance sheet. The presentation of Adjusted EBITDA without the effects of marking to market is intended to represent the Company's current performance in a more reliable way, in which it will be possible to identify the result for the current year, while also explaining, in a separate accounting item, the future effects of the trades already made as well as the effect of market price variations on the long or short directional position. For comparison purposes, the historical figures have been adjusted using the same criteria, as shown in the following reconciliation:

²⁹ Other income and expenses mainly include mark-to-market (MtM) of energy futures contracts and provision (reversal) for litigation.

Table 20 – Reconciliation of Consolidated Adjusted EBITDA

R\$ million	4Q23	4Q22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
EBITDA	418.0	760.8	-45.1%	1,677.9	1,864.7	-10.0%
Provision (reversal) for litigation and Expenses with judicial deposits	3.9	(136.7)	N.M.	(139.7)	(57.0)	144.9%
Dividends Received	137.4	127.6	7.7%	229.6	235.0	-2.3%
Energy futures contracts	(63.6)	13.2	N.M.	13.4	(156.0)	N.M.
Reversal of impairment of fixed assets	-	(230.9)	N.M.	-	(230.9)	N.M.
Write-off of assets by inventory adjustment	12.3	-	N.M.	12.3	-	N.M.
Migration gain post-employment benefits	-	-	-	-	(20.1)	N.M.
Adjusted EBITDA	508.1	533.9	-4.8%	1,793.5	1,635.7	9.7%
Adjusted EBITDA Margin	29.8%	36.0%	-6.2 p.p	29.0%	28.4%	0.6 p.p

Adjusted EBITDA totaled R\$ 508.1 million in 4Q23, down 4.8% on the R\$ 533.9 million reported in 4Q22, with an adjusted EBITDA margin of 29.8% versus 36.0% in 4Q22. Disregarding the positive effect of the reimbursement of the Ventos do Araripe III claim, in the amount of R\$ 93.4 million, recorded in 4Q22, Adjusted EBITDA in 4Q23 would have grown by 15.3% compared to the same period of the previous year, explained mainly by the higher generation from Ventos do Piauí II wind farm and the combination of higher volume and improved margin from energy trading operations, as well as higher dividends received from investee companies.

The main effects on the variation in the segments' Adjusted EBITDA can be explained by:

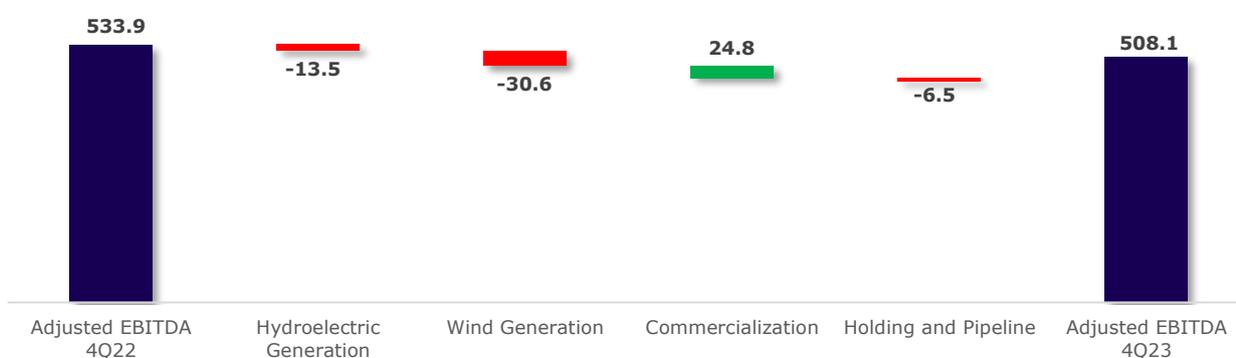
- (a) Hydroelectric Generation:** reduction of 3.5% or R\$ 13.5 million in Adjusted EBITDA for the period (R\$ 368.3 million in 4Q23 versus R\$ 381.9 million in 4Q22), mainly due to the assignment of intercompany energy contracts to Auren Comercializadora, partially offset by the increase in dividends received from investee companies;
- (b) Wind Generation:** reduction of 16.4% or R\$ 30.6 million, totaling an Adjusted EBITDA of R\$ 156.2 million in 4Q23 versus R\$ 186.8 million in 4Q22, mainly due to the positive effect of R\$ 93 million in reimbursement for the Ventos do Araripe III claim in 4Q22. The Ventos do Piauí II wind complexes had a positive impact on Adjusted EBITDA of R\$ 19.4 million in this quarter, in addition to the readjustment of contracts for inflation, which amounted to R\$ 4.0 million;
- (c) Commercialization:** an increase of R\$ 24.8 million in 4Q23, explained by the 53.6% increase in the volume of energy sales compared to 4Q22 and by the better result of trading operations, totaling an Adjusted EBITDA of R\$ 25.1 million versus R\$ 0.3 million in 4Q22;

(d) Holding and Pipeline: increase of R\$ 6.5 million in expenses in 4Q23, totaling R\$ 41.6 million in 4Q23, versus R\$ 35.1 million in 4Q22, mainly due to higher personnel expenses.

Table 21 – Adjusted EBITDA by segment

R\$ million	4Q23	4Q22	Var. (%)	2023	2022	Var. (%)
Hydroelectric Generation	368.3	381.9	-3.5%	1,103.3	1,287.4	-14.3%
Wind Generation	156.2	186.8	-16.4%	620.1	475.3	30.5%
Commercialization	25.1	0.3	7766.5%	223.2	8.1	2663.0%
Holding and Pipeline	(41.6)	(35.1)	18.6%	(153.1)	(135.0)	13.3%
Adjusted EBITDA	508.1	533.9	-4.8%	1,793.5	1,635.7	9.7%
Adjusted EBITDA Margin	29.8%	36.0%	-6.2 p.p	29.0%	28.4%	0.6 p.p

Chart 34 – Adjusted EBITDA evolution in 4Q23 versus 4Q22 (R\$ millions)



In 2023, Adjusted EBITDA totaled R\$ 1,793.5 million, an increase of 9.7% compared to the R\$ 1,635.7 million reported the previous year, with a margin of 29.0% (+0.6 p.p. versus 28.4% in 2022), reflecting the result of the start-up of Ventos do Piauí II and III and the improvement in the volume and result of energy trading operations.

3.4 Financial Results

Table 22 – Consolidated Financial Result

R\$ millions	4Q23	4Q22	Var.%	2023	2022	Var.%
Receitas Financeiras	138.8	2,536.2	-94.5%	945.5	2,842.0	-66.7%
Monetary restatement of assets indemnifiable by the Union	-	2,421.6	N.M.	262.3	2,421.6	-89.2%
Income on cash equivalents, financial investments and reserve account	135.9	101.2	34.3%	532.5	368.2	44.6%
Present value adjustment and monetary restatement of disposals of investees	4.9	3.8	29.3%	25.0	32.9	-24.0%
Interest on own capital	-	-	-	11.7	-	N.M.
Monetary restatement of judicial deposits	3.0	3.4	-12.7%	12.8	13.9	-8.2%
Realization of adjustment to present value of indemnifiable assets	-	1.9	N.M.	11.5	1.9	519.2%
Reversal of present value adjustment for securitization	-	-	-	218.4	-	-
Other financial income	0.6	8.2	-92.7%	18.8	17.2	9.3%
(-)PIS and COFINS on financial results	(5.5)	(3.8)	43.8%	(147.5)	(13.7)	973.3%

Financial Expenses	(215.0)	(469.0)	-54.2%	(1,183.5)	(1,181.7)	0.2%
Interest on loans, financing and debentures	(97.1)	(112.7)	-13.9%	(392.4)	(315.0)	24.6%
Monetary restatement of loans, financing and debentures	(35.5)	(31.3)	13.5%	(212.8)	(177.9)	19.6%
Present value adjustment on assets indemnifiable by the Union	-	(231.8)	N.M.	-	(231.8)	N.M.
Settlement of funding costs	(4.0)	(1.7)	130.2%	(16.9)	(14.9)	13.6%
Monetary restatement of provision for litigation	(19.3)	(8.4)	128.2%	(46.1)	(102.3)	-54.9%
Financial cost of securitization	-	-	-	(236.6)	-	N.M.
Financial instrument - Import financial hedge	(1.0)	-	N.M.	(8.7)	-	N.M.
Write-off of monetary restatement of judicial deposits	-	-	-	(2.9)	(2.5)	17.3%
Updating the balance of post-employment benefits	(43.8)	(41.8)	4.7%	(175.2)	(159.9)	9.6%
Bank contract termination	-	-	-	-	(28.0)	N.M.
Charges on discount operations	-	(12.0)	N.M.	-	(48.5)	N.M.
Adjustment to present value of disposal of investees	(3.0)	(7.2)	-58.6%	(12.4)	(23.5)	-47.0%
Monetary update on reimbursement	(2.1)	(2.1)	0.6%	(15.2)	(12.2)	24.8%
Other financial expenses, net	(9.3)	(19.8)	-53.1%	(64.1)	(65.2)	-1.6%
Net Financial Result	(76.2)	2,067.2	N.M.	(238.0)	1,660.3	N.M.

In 4Q23, the net financial result was a net expense of R\$ 76.2 million, versus net revenue of R\$ 2.07 billion in 4Q22, due to:

- (a) Financial Income:** reduction of R\$ 2,397.4 million or 94.5% in financial revenue in the quarter (R\$ 138.8 million versus R\$ 2.5 billion in 4Q22) explained mainly by the positive effect of the recognition of the amount receivable related to the indemnification of HPP Três Irmãos, which totaled R\$ 2.4 billion in 4Q22;
- (b) Financial Expenses:** reduction of R\$ 254.0 million or 54.2% in relation to 4Q22, totaling R\$ 215.0 million (versus R\$ 469.0 million in 4Q22), mainly explained by the expense with adjustment to present value on indemnifiable assets by the Federal Government of R\$ 231.8 million recognized in 4Q22, after the signing of the agreement regarding the indemnification of HPP Três Irmãos.

3.5 Net Income

Table 23 – Consolidated Net Income

R\$ millions	4Q23	4Q22	Var. %	2023	2022	Var. %
EBITDA	418.0	760.8	-45.1%	1,677.9	1,864.7	-10.0%
Depreciation and Amortization	(169.6)	(172.5)	-1.7%	(677.3)	(615.8)	10.0%
Financial Result	(76.2)	2,067.2	N.M.	(238.0)	1,660.3	N.M.
Income Tax and Social Contribution	(74.5)	(251.3)	-70.4%	(1,153.6)	(368.8)	212.8%
Equity Income	9.9	49.0	-79.7%	73.3	135.3	-45.8%
Net Income (Loss)	107.6	2,453.1	N.M.	(317.7)	2,675.7	N.M.

Net income in 4Q23 totaled R\$ 107.6 million, versus R\$ 2.5 billion in 4Q22, the result of:

- (a) EBITDA:** the consolidated EBITDA (pre-adjustments) of R\$ 418.0 million in 4Q23, represents a reduction of R\$ 342.8 million or -45.1% in relation to the R\$ 760.8 million recorded in 4Q22, mainly due to non-operational effects, notably impairment (R\$ 230.9 million) and the reversal of provisions for litigation and judicial write-offs (R\$ 136.7 million) which had a positive impact on EBITDA in 4Q22;
- (b) Financial Result:** reduction of R\$ 2.1 billion in the net financial result compared to 4Q22, attributable to the positive effect of the monetary restatement related to the indemnification of HPP Três Irmãos, which totaled R\$ 2.4 billion in the 4Q22 financial revenue;
- (c) Income Tax and Social Contribution:** reduction of R\$ 176.8 million in relation to 4Q22 (R\$ 74.5 million in 4Q23 versus 251.3 million in 4Q22), mainly due to the aforementioned reduction in consolidated EBITDA in 4Q23;
- (d) Equit Income:** a reduction of R\$ 39.0 million in relation to 4Q22 (R\$ 9.9 million in 4Q23 versus R\$ 49.0 million in 4Q22), due to the lower profit recorded by non-consolidated investees.

In the year, the net result was a loss of R\$ 317.7 million, mainly due to the effect of recognizing the IR/CSLL and PIS/COFINS expenses on the update of the gain related to the indemnification of HPP Três Irmãos, which totaled R\$ 912.4 million and R\$ 124.8 million in 2023, respectively.

3.6 Debt

The company's gross debt at the end of 4Q23 totaled R\$ 6.4 billion, compared to R\$ 5.8 billion in 4Q22, which corresponds to an increase of R\$ 522 million between the periods, mainly explained by funding for the Ventos do Piauí II and III wind complexes and for the Sol de Jaíba and Sol do Piauí photovoltaic projects, which totaled R\$ 488 million.

The cash balance, cash equivalents and financial investments at the end of 4Q23 totaled R\$ 3,238.4 million, an increase of R\$ 7.1 million compared to R\$ 3,231.3 million in 4Q22.

At the end of 4Q23, the company's consolidated net debt totaled R\$ 3.2 billion, with an average maturity of 7.2 years and an average pre-fixed cost of the portfolio of 10.5% p.y. (IPCA +4.3% p.y. or CDI +0.3% p.y.). Financial leverage, measured by the ratio of net debt to Adjusted EBITDA, of 1.8x was stable compared to 4Q22.

Chart 35 – Gross Debt Principal Repayment Schedule (R\$ millions)

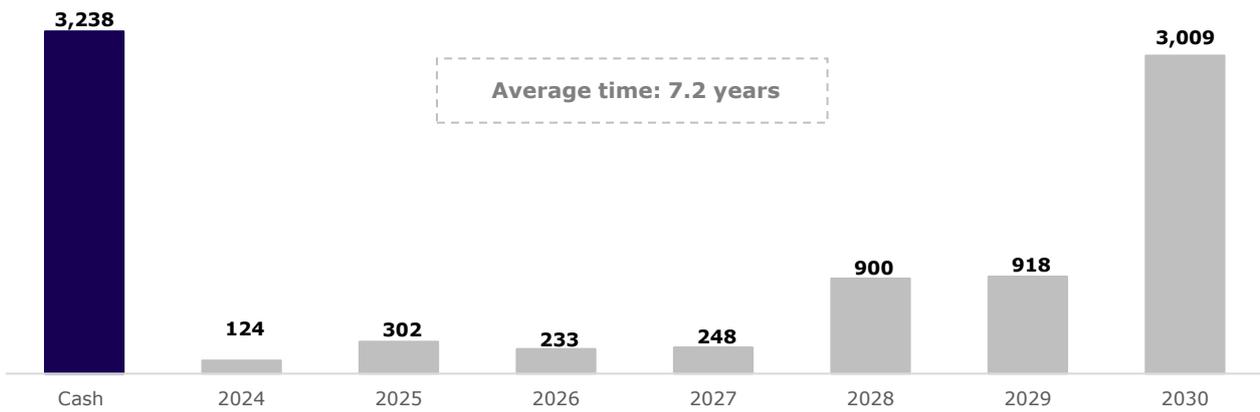
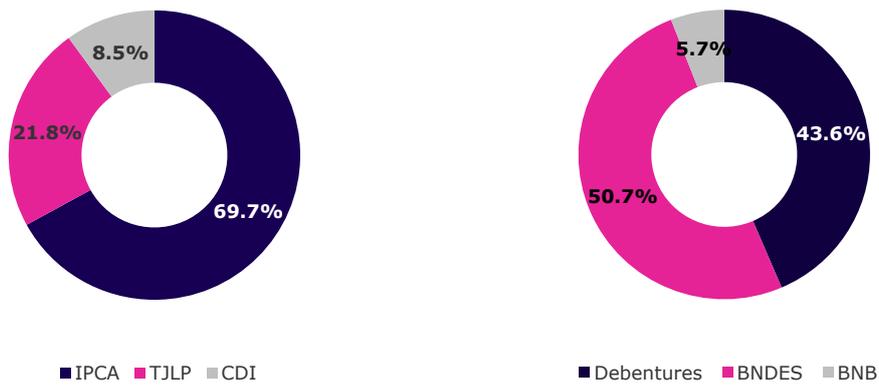


Chart 36 – Gross Debt Profile (%)



The tables detailing the indebtedness and composition of the Company's debt portfolio are available in the "Appendices" section of this document, as well as the credit ratings of the Company, its subsidiaries and its debt instruments.

3.7 Free Cash Flow

Table 24 – Consolidated Free Cash Flow

R\$ millions	4Q23	4Q22	Var. %	2023	2022	Var. %
Adjusted EBITDA	508.1	533.9	-4.8%	1,793.5	1,635.7	9.7%
IR/CS Cash	(31.0)	(22.7)	36.7%	(737.0)	(68.4)	978.1%
Working Capital and Others	(102.1)	(38.9)	162.3%	101.5	(64.5)	N.M.
CAPEX Sustaining	(20.9)	(6.4)	226.7%	(39.1)	(14.2)	174.2%
Operating Cash Flow	354.1	466.0	-24.0%	1,118.9	1,488.6	-24.8%
Debt Service	(65.9)	(54.7)	20.3%	(330.4)	(266.4)	24.0%
Operating Cash Flow after Debt Service	288.3	411.2	-29.9%	788.5	1,222.2	-35.5%
CAPEX Projects	(568.2)	(91.4)	521.6%	(2,051.7)	(1,504.2)	36.4%
Payment of legal disputes, obligations and agreements	(21.6)	(97.6)	-77.9%	(117.6)	(182.9)	-35.7%
Funding	262.2	129.2	102.9%	990.8	1,032.2	-4.0%
Amortization	(127.2)	(101.1)	25.8%	(767.9)	(182.8)	320.1%
Securitization	-	-	-	4,164.6	-	-
Share Capital Increase	-	-	-	-	1,500.0	N.M.
Migration of post-employment benefits (Defined Contribution Plans)	-	-	-	-	(306.0)	N.M.
Dividends	(1,499.8)	-	N.M.	(2,999.6)	(100.0)	2,899.9%
Free Cash Flow	(1,666.3)	250.3	N.M.	7.1	1,478.4	-99.5%
Initial Cash Balance	4,904.7	2,981.0	64.5%	3,231.3	1,752.9	84.3%
Ending cash balance	3,238.4	3,231.3	0.2%	3,238.4	3,231.3	0.2%
Liquidity Fund - Reserve Account	190.4	154.1	23.6%	190.4	154.1	23.6%
Ending Cash Balance + Reserve Account	3,428.8	3,385.4	1.3%	3,428.8	3,385.4	1.3%

The variation in free cash flow between 4Q23 and 4Q22 is mainly explained by:

- (a) **Working Capital and Others:** reduction of R\$ 63.5 million in the quarter (R\$ 102.4 million in 4Q23 versus R\$ 38.9 million in 4Q22), mainly explained by: (i) a decrease of R\$ 20 million due to the payment of the annual reimbursements of the ACR contracts of the wind farms, (ii) an increase of R\$ 20 million in post-employment benefit payments, and (iii) an increase of R\$ 27 million in the balance of taxes receivable;
- (b) **Project CAPEX:** disbursement of R\$ 568.2 million in 4Q23, mainly due to the development of facilities at the Sol de Jaíba and Sol do Piauí projects;
- (c) **Income Tax / Social Contribution Cash:** disbursement of R\$ 30.7 million in 4Q23, mainly due to the increase in current taxable income as a result of the improvement in the margin of the Commercialization segment;
- (d) **Funding:** increase of R\$ 133 million in 4Q23, due to funding for the Sol de Jaíba (R\$ 160 million) and Sol do Piauí (R\$ 100 million) photovoltaic projects.

4. Subsequent Event

The Board of Directors approved, based on this data, a proposal for the distribution and payment of dividends in the total amount of R\$ 400 million, which corresponds to R\$ 0.40 per share, based on part of the Company's profit reserve.

The Company's shareholders as of March 1st, 2024, including the negotiations carried out up to this date, will be entitled to the dividends declared and ex-dividends will be negotiated as of March 4th, 2024. The actual payment will be made on March 14th, 2024.

More information is available in the Notice to Shareholders published on the Company's IR website.

5. Contingent Liabilities

In line with market best practices, the disclosure of Auren's contingent liabilities includes the amount involved in lawsuits whose likelihood of loss is considered probable or possible.

The Company is currently a party to lawsuits that represent a total contingent liability of R\$ 2.590 billion, of which R\$ 984 million pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered probable, and R\$ 1.605 billion pertains to lawsuits whose likelihood of loss is considered possible.

Between 3Q23 and 4Q23, probable contingent liabilities decreased R\$ 5 million due to settlements, conclusion of lawsuits in favor of the Company and adjustments of estimates and prognosis of cases according to their progress. The remaining reduction of R\$ 38.5 million was in possible contingent liabilities.

Chart 37 - Profile of Probable Contingent Liabilities (% Total)

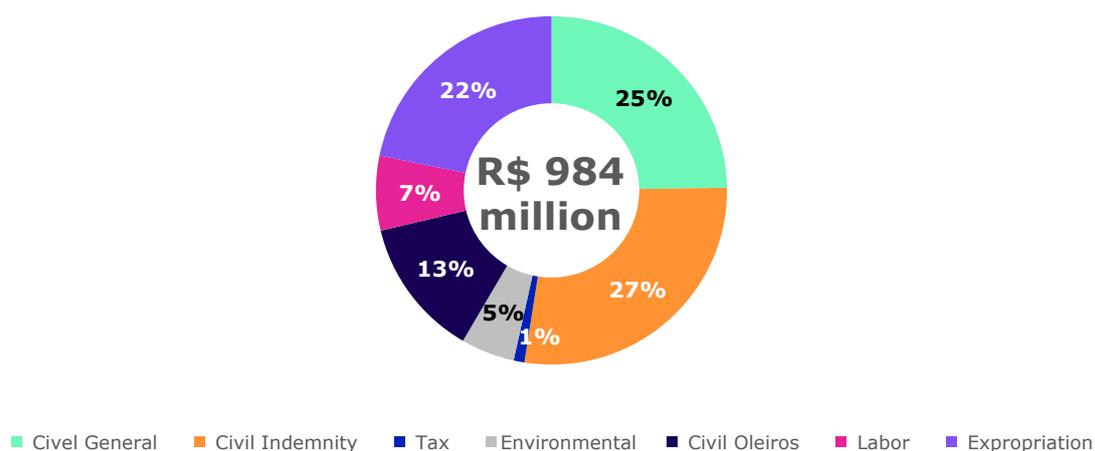
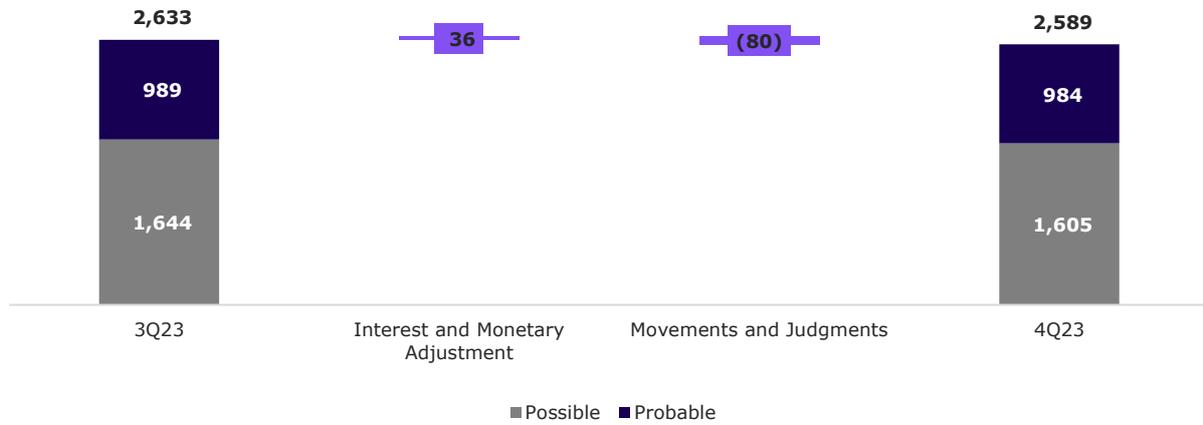


Chart 38 – Evolution of Lawsuits of Contingent Liabilities³⁰ (R\$ million)



The Company reiterates that the amount of contingent liabilities is constantly evaluated precisely because their measurement is linked to the Company's best risk estimates, including the actual progress of lawsuits.

³⁰ Amount shown includes the portfolio of lawsuits of the companies after the corporate restructuring. The number presented in 3Q22 was pro forma, since the total disclosed considered the closing of a lawsuit expected in October 2022, but which took place only in this quarter.

6. Pension Plan – Vivest

As previously announced, since 2020 there has been an increase in the deficit of pension plans with lifetime income benefits contracted by CESP with Vivest, mainly due to an increase in the General Price Index - Internal Availability (IGP-DI) compared to the Extended National Consumer Price Index (IPCA), particularly in the period 2020-2021, combined with an adverse economic scenario.

In this scenario, the Company devised a strategy to mitigate this actuarial risk related to supplementary pension plans with lifetime income. One of them was the launch of a voluntary migration plan, which enabled participants of defined benefit plans (Supplementary Retirement and Pension Plan - PSAP) to transfer their assets to a new defined contribution plan.

The migration was carried out on July 1, 2022, and CESP settled R\$ 306 million in August 2022, related to the payment of the migrated deficit, concluding this stage of the process of mitigating the actuarial risk. With this, participants who migrated no longer have their benefits associated with lifetime income and, hence, will not affect potential future actuarial deficits of the Company.

In May 2023, PREVIC approved the change in the index of the pension fund Retirement and Pension Supplementation Plan (PSAP/CESP B1), managed by the CESP Foundation. PREVIC's approval was yet another step taken by Auren and CESP to manage risks and achieve greater balance of the index between assets and liabilities of a significant portion of CESP's pension plans.

The actuarial commitments related to the PSAP plan are calculated by Vivest using the methodology defined by PREVIC. The methodology adopted by PREVIC is used to calculate the regulatory actuarial position and, therefore, defines the need for cash contributions by CESP if deficit positions are registered. The PREVIC methodology does not directly affect the Result but only the deficit equalization plan.

The equalization plan impacts the "Cash" and "Post-employment benefits" lines, under Non-current Liabilities, 12 months after the deficit calculation. Payment of the plan is made monthly. As for the deficit calculated on December 31, 2023, the equalization amounts will be defined in 2023 with potential impacts as from 2025.

According to the PREVIC methodology, in December 2023, an actuarial deficit of R\$ 1,489.0 million was calculated, to be borne exclusively by CESP, a reduction of R\$ 221.4 million in the actuarial deficit compared to December 2022. This reduction mainly reflected the performance of plan investments outperforming the actuarial target, as well as an increase in the discount rate of liabilities observed in 2023. Note that the PREVIC methodology uses a different criterion for calculating the discount rate of

liabilities from that of the CPC 33 methodology, which is used for accounting valuation purposes.

Table 25 – Calculation of actuarial deficit according to PREVIC methodology

(R\$ million, except where indicated)	2023	2022	Var. (%)
Present value of bonds	(6,354.1)	(6,755.1)	-5.9%
Contracted Operations	(1,179.6)	(1,259.1)	-6.3%
Fair value of assets	6,089.0	6,213.8	-2.0%
Calculated deficit 100% Plan	(1,540.3)	(1,901.3)	-19.0%
Calculated deficit CESP Sponsor ³¹	(1,384.9)	(1,710.4)	-19.0%
Real discount rate ³²	4.88%	4.83%	-0.1 p.p

The amounts of actuarial commitments presented in the Financial Statements of the Company are calculated in accordance with the technical pronouncement CPC 33 (R) / IAS 19 – Employee Benefits.

At the end of 2023, according to CPC 33, the actuarial benefit increased R\$ 369 million in comparison with the end of 2022, mainly due to the decrease in the discount rate of liabilities (NTN-B) from 6.20% in 2022 to 5.53% in 2023, per Table 25 below.

Table 26 – Calculation of actuarial deficit as per CPC 33 methodology

(R\$ million, except where indicated)	2023	2022	Var. (%)
Present value of bonds	(6,339.6)	(6,212.7)	2.0%
Fair value of assets	4,706.5	4,948.8	-4.9%
Deficit³³	(1,633.1)	(1,263.9)	29.2%
Real discount rate ³⁴	5.53%	6.20%	-0.67 p.p

Methodologies for Calculation of Actuarial Commitments

Based on the methodologies³⁵ defined in the accounting policy of pension funds in Brazil, below is a brief comparison of the aforementioned methodologies:

Table 27 – Summary of Methodologies adopted by Pension Funds in Brazil

	CPC 33	PREVIC
Methodologies for calculating Actuarial Liabilities	Actuarial method of Projected Unit Credit to calculate the present value of the plan liability	Aggregate actuarial method to calculate the present value of the plan liability
Methodology to define the Discount Rate	Rate is based on long-term government bonds (NTN-B) on December 31, 2023	Rate based on the corridor introduced by PREVIC under PREVIC Ordinance 337/2020

³¹ O valor de responsabilidade da patrocinadora CESP corresponde a parcela de obrigação da Companhia em eventuais necessidades de aportes (saída de caixa).

³² 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.

³³ Valor é apresentado líquido na linha de Benefícios pós-emprego no Passivo Não Circulante

³⁴ 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.

³⁵ PREVIC Ordinances: 12/31/2020: PREVIC Ordinance 337/2020; 12/31/2021: PREVIC Ordinance 228/2021.

7. Regulatory Matters

7.1 ANEEL approves revision of Retail Trading rules

In December 2023, the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) approved Normative Resolution 1,081/2023, which changes the regulatory framework applicable to Retail Trading and the requirements for migrating to the Free Contracting Environment (ACL).

The new resolution reflects the discussions held via Public Hearing 28/2023, prompted by Ordinance 50/2022, published by the Ministry of Mining and Energy (MME), which enabled the migration of consumers with consumption lower than 500 kW to the free market as from January 2024, provided they are represented by retail trading companies in the Electricity Trading Chamber (CCEE).

The regulatory discussion involved changes that aim to simplify migration aspects and the representation of these energy consumers.

One important change established in the new rule is related to the termination of Regulated Energy Purchase Agreements (CCER), when the consumer expresses to the energy distributor that they are interested in migrating to the ACL and requests the termination of their energy purchase agreement in the Regulated Contracting Environment (ACR).

Until then, ANEEL's regulation established that a potentially free consumer interested in contracting energy in the ACL should inform such option to the distributor at least six months before the date of renewal of their CCER, which is usually automatically renewed every 12 months.

To expedite and simplify the process, the new regulation changes the term of CCER to indefinite as from the next renewal of agreements in force. As such, effective migration may take place within 180 days from the termination of the agreement by the consumer and is no longer linked to the end of the agreement. The change is beneficial to the free energy market.

Another significant change established in the resolution concerns the measurement process for these consumers, since CCEE is now responsible for managing measurement data of consumers represented by retail agents. It also establishes that consumers may grant access to their data, via consultation, to third parties, which could represent a first step towards Open Energy.

The new resolution also addressed the suspension of supply to consumers in default with the retail trading company, defining a new process for notifying such consumers and the effective suspension of supply. It also expressly establishes that consumers in default cannot opt for portability between retail trading companies or return to the ACR until their outstanding debts are paid.

The changes established by ANEEL are beneficial to agents operating in trading, as they expedite the processes of migrating to ACL and improve regulatory safety to perform such activity.

Finally, the changes shown here still need to be addressed by CCEE Procedures and Rules. ANEEL established that the Chamber must prepare these drafts in the first quarter of 2024. After that, a new phase of Public Hearing 28/2023 is expected to discuss these documents.

7.2 Decree changes CCEE's corporate governance

Decree 11,835, published in December 2023, changed the corporate governance of the Electricity Trading Chamber (CCEE), modifying its structure, functions and method of charging fees from agents.

As for the Chamber's organizational structure, the main change brought by the Decree was the creation of an Executive Board for CCEE, with activities divided between said Board and the Board of Directors (BoD).

The Decree establishes that the Board of Directors will have eight members who will serve a two-year term of office, with two reelections (not coinciding) allowed. Each category of agents, now including the consumption category, will appoint a representative, adding up to four members. The other four members (including the Chairman of the BoD) will be appointed by the MME. In addition, the Chairman will have the casting vote in case of a tie.

The Decree also sets out that the BoD is responsible for annually approving the budget of the Chamber, an activity currently performed by the Shareholders Meeting, with participation of agents from all CCEE classes.

It also establishes the Executive Board, a decision-making body that must ensure compliance with the Trading Rules and Procedures and propose annually the CCEE budget to the Board of Directors. The Chief Executive Officer must be appointed by the MME.

Apart from organizational changes, the Decree also fine-tunes the functions and responsibilities of the Chamber. It assigns to CCEE the task of working on energy certification systems, including tasks linked to effective certification and management

of these documents. Note that CCEE has already been working on Hydrogen Certification since 2023.

Another important matter is the payment of fees, the costs charged to issue documents and/or performance of specific tasks for agents. In the current model, these costs are fixed and adjusted annually for inflation. However, as per the Decree, CCEE is expected to define a new methodology for calculating such charges by having two portions: one fixed, with the same amount for all agents, and one variable, with the amount proportional to the volume of energy accounted for by the agent in the last 12 months.

The implementation of the Decree guidelines still requires changes to ANEEL regulations, especially the Electricity Trading Agreement, established under ANEEL Normative Resolution 957/2021, as well as the Bylaws of the Chamber.

According to the Decree, the deadline for ANEEL to adjust the Electricity Trading Agreement is mid-March 2024. After that, the Annual Meeting of CCEE will have 50 days to approve the new Bylaws of the Chamber.

7.3 Preliminary injunction granted to Abeeólica and Absolar for full reimbursement for constrained-off events that affected wind and solar generators.

At the end of 2023, the Brazilian Association of Wind Power and New Technologies (Abeeólica) and Brazilian Photovoltaic Solar Power Association (Absolar), in which Auren is a member, filed a request for preliminary injunction to ensure their members full reimbursement for constrained-off events that restricted their operations.

Note that a constrained-off event is when energy generation of one or more plants is reduced as determined by the National Electricity System Operator (ONS) for reasons not related to the company's management, such as unavailability of transmission lines, limited distribution capacity of the network or energy surplus in relation to the demand in the system.

The purpose of the request for preliminary injunction was to suspend the provisions that limit the compensation to generation companies for such events, especially those envisaged in ANEEL Normative Resolution (ANEEL REN) 1,030/2022. The request was based on Law 10,848/2004 and Decree 5,163/2004, whose article 59 establish that:

"the trading rules must establish the payment of a charge to cover [...] events resulting in cuts in generation and reduction in loads."

Note that ANEEL REN 1,030/2022 and ANEEL REN 1,073/2023 have established procedures and criteria for calculating and paying amounts for operational restrictions caused by constrained-off events in wind and photovoltaic plants, based on which ANEEL defined reasons for events resulting in generation cuts divided into three operational

restriction categories, and only one of them establishes compensation in the form of reimbursement to the affected agent.

For reimbursement purposes, the current rule envisages the possibility of compensation only for generation cuts defined by ONS as caused by external unavailability, i.e., unavailability of transmission or distribution facilities. Therefore, generation cuts caused by compliance with energy reliability requirements, in situations of full capacity of transmission lines, as well as those caused by energy-related events, in situations where energy load cannot be allocated, are not eligible for compensation as per the regulations in force.

ANEEL also determined that even cuts eligible for compensation will be borne by the generation company up to a certain number of hours, which is defined and revised annually by ONS based on a moving average of unavailability events identified for 230 kV and 500 kV transmission facilities in the last five calendar years.

On November 30, 2023, the request for interlocutory relief was granted by the Federal Regional Court – 1st Region (TRF 1), which recognized the right for compensation for generation cuts in the plants irrespective of the reasons for such cuts and the application of the number of hours, based on the document *Relatório do Processamento da Contabilização da Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo de Energia Elétrica*, disclosed by CCEE on December 1, 2023 (related to October 2023).

However, the execution of such interlocutory relief awaits a decision by TRF 1 on an internal appeal filed by ANEEL against the decision of December 8, 2023. The wind and solar power generation assets of Auren Energia, as a member of Abeeólica and Absolar, are bound by said decision.

8. Important Information

8.1 Segmentation of Results

The segmentation of the results reflects:

- **Hydroelectric Generation:** segment composed of the companies CESP Geradora and other hydroelectric assets in which Auren has an indirect interest through the companies CBA Energia (BAESA and ENERCAN), Pollarix (ENERCAN, Amador Aguiar I and II, Igarapava and Picada) and Pinheiro Machado (Machadinho), whose balances are recognized via equity in the Company's consolidated financial statements;
- **Wind Generation:** segment composed of the wind complexes of Ventos do Piauí I, II and III and Ventos do Araripe III;
- **Comercialization:** segment composed of Auren Comercializadora (formerly Votener) and CESP Comercializadora;
- **Holding and Pipeline:** segment composed of the Company's corporate structure expenses and other projects in the structuring and construction phase, such as the Sol do Piauí and Sol de Jaíba projects.

To download the spreadsheet with the segmented results, [click here](#).

8.2 Intercompany Operations

The intercompany transactions involving Auren's companies are essentially concentrated between the Hydroelectric Generation (substantially in CESP Geradora) and Wind Generation (plants of the Ventos do Piauí I, II and III and Ventos do Araripe III complexes) segments with the Commercialization segment (Auren Comercializadora, formerly Votener, and CESP Comercializadora) and refer to the purchase and sale contracts of part of the energy generated by these companies for commercialization in the free market.

In addition, specifically for the case involving CESP Geradora and CESP Comercializadora, there are purchase and sale transactions with the purpose of managing the energy balance of hydroelectric assets, in order to mitigate the effects brought by the GSF on the Company's result.

The intercompany transactions mentioned are eliminated (Eliminations column of the Segment Income Statement, Annexes 01 and 02) for the consolidation of Auren Energia's results.

▪ **Impacts of Intercompany Operations in 2022**

The companies Votorantim Energia and CESP, prior to the formation of Auren, individually held energy purchase and sale contracts in their respective trading companies and generation assets. Throughout 2022, Auren restructured the Commercialization segment, with the objective of consolidating these contracts in Auren Comercializadora. In this context, the following initiatives were implemented throughout 2022:

- Transfer of all future energy purchase and sale contracts with third parties (except transactions with contractual or regulatory restrictions) from the generation assets to Auren Comercializadora; and
- Creation of intercompany contracts for the sale of surplus energy between Auren's Generation and Marketing segments in order to equalize the Company's energy balance.

This consolidation brought opportunities to simplify the management of these contracts, segregate the risk and return profiles of the Generation and Commercialization businesses and capture the relevant synergies in the optimization of this portfolio.

Considering that the Company's accounting policies, from the point of view of its Consolidated Financial Statements, remained the same, this consolidation of contracts had no effect on the consolidated result, in which future energy purchase and sale contracts continue to be classified according to their original classification:

- Wholesale contracts: contracts classified outside the scope of CPC 48, since they continue to be held for the purpose of receiving or delivering a non-financial item, and are not marked to market; and
- Trading contracts: contracts classified within the scope of CPC 48, classified as financial instruments recognized at fair value on the date the respective contract is entered into and are subsequently marked to market at their fair value.

8.3 Equity equivalence

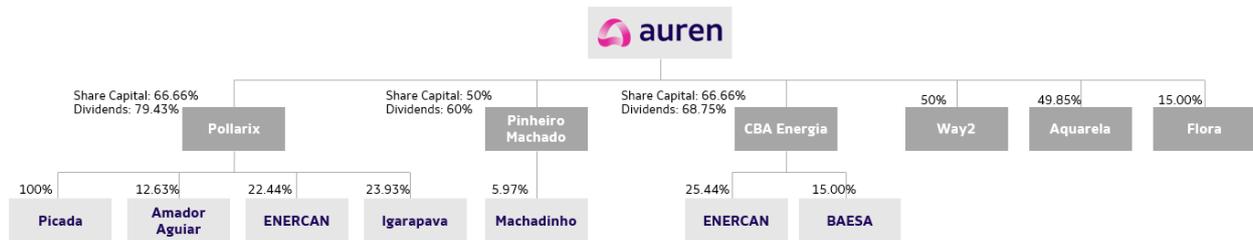
The results that make up the equity accounted for by the Company come from indirect equity interests in hydroelectric assets (CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado) and in the companies Way2, Aquarela and Flora Energia.

The eliminations presented in the consolidated result, in addition to the intercompany operations mentioned in the previous topic, include the results of each of the companies in which Auren holds an interest and which are consolidated for the purposes of the financial statements, as in the cases of CESP, Auren Comercializadora, the companies

of the wind complexes of Ventos do Piauí I, II and III and Ventos do Araripe III and Sol de Jaíba, essentially.

The minority stakes held by Auren in the companies CBA Energia, Pollarix, Pinheiro Machado and the stakes held by Auren Comercializadora in the companies Way2, Aquarela and Flora Energia are not eliminated for accounting purposes as they do not meet the criteria for consolidating their stakes.

Figure 1 - Company's indirect shareholdings³⁶



³⁶ Base date: January 2024.

9. Appendices

Appendice 01 - Income Statement and Adjusted EBITDA 3Q23 vs. 3Q22 - Segmented View

R\$ thousand	Consolidated			Hydroelectric Generation			Wind Power Generation			Comercialization			Holding			Elimination		
	4Q23	4Q22	Var. %	4Q23	4Q22	Var. %	4Q23	4Q22	Var. %	4Q23	4Q22	Var. %	4Q23	4Q22	Var. %	4Q23	4Q22	Var. %
Gross Revenue	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%
Net Revenue	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%
Purchased energy costs	(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%
Charges for Use of the Power Grid	(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.
Operating costs	(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.
Depreciation and Amortization	(155.3)	(159.3)	-2.5%	(96.8)	(95.7)	1.2%	(58.4)	(63.7)	-8.2%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Gross profit (loss)	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.
Operating revenues (expenses)	(67.9)	345.5	N.M.	(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.
Depreciation and Amortization	(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.
Other operating income (expenses), net	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.
Operating profit before equity investments and financial results	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.
Equity income	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%
Financial result	(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.
Net income (loss) before income tax and social contribution	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.
Income tax and social contribution	(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.
Net income (loss)	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%
Income tax and social contribution	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.
Net income (loss) before income tax and social contribution	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.
Equity income	(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%
Financial result	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.
Depreciation and Amortization	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.
Hydrological Risk Exposure	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Reversal of impairment of fixed assets	-	(230.9)	-100.0%	-	(230.9)	-100.0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
(Provision)/ Judicial deposits write-off	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.
Dividends received	137.4	127.6	7.7%	137.4	127.6	7.7%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Low non-indemnifiable assets - canal and loc	12.3	-	N.M.	10.7	-	N.M.	1.6	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Energy futures contracts	(63.6)	13.2	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	16.2	(84.6)	N.M.	-	-	N.M.	(79.8)	97.7	N.M.
Adjusted EBITDA	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.
Adjusted EBITDA Margin	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	-	-	N.M.	-	-	N.M.

Appendice 02 – Income Statement and Adjusted EBITDA 9M23 vs. 9M22 - Segmented View

R\$ thousand	Consolidated			Hydroelectric Generation			Wind Power Generation			Comercialization			Holding			Elimination		
	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %	2023	2022	Var. %
Gross Revenue	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%
Net Revenue	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%
Purchased energy costs	(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%
Charges for Use of the Power Grid	(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.
Operating costs	(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.
Depreciation and Amortization	(621.5)	(561.8)	10.6%	(387.6)	(399.7)	-3.0%	(233.9)	(162.0)	44.3%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Gross profit (loss)	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.
Operating revenues (expenses)	(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.
Depreciation and Amortization	(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.
Other operating income (expenses), net	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.
Operating profit before equity investments and financial results	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.
Equity income	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%
Financial result	(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.
Net income (loss) before income tax and social contribution	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	(1,001.9)	N.M.
Income tax and social contribution	(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.
Net income (loss)	(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.
Income tax and social contribution	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.
Net income (loss) before income tax and social contribution	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	(1,001.9)	N.M.
Equity income	(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%
Financial result	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.
Depreciation and Amortization	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.
Hydrological Risk Exposure	-	(230.9)	-100.0%	-	(230.9)	-100.0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Reversal of impairment of fixed assets	(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.
(Provision)/ Judicial deposits write-off	229.6	235.0	-2.3%	229.6	235.0	-2.3%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Dividends received	-	(20.1)	-100.0%	-	(20.1)	-100.0%	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Low non-indemnifiable assets - canal and loc	12.3	-	N.M.	10.7	-	N.M.	1.6	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.
Energy futures contracts	13.4	(156.0)	N.M.	-	-	N.M.	-	-	N.M.	146.1	(594.5)	N.M.	-	-	N.M.	(132.7)	438.5	N.M.
Adjusted EBITDA	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.
Adjusted EBITDA Margin	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	-	-	N.M.	-	-	N.M.

Appendice 03 - Gross Debt Characteristics

	Gross Debt (R\$ million)	Index	Spread	Average maturity	Amortization	Due date
Auren	394.3					
1st Debenture	394.3	CDI	1.48%	1.0	<i>Bullet</i>	Dec-24
CESP	2,072.1					
11th Debenture	150.5	CDI	1.64%	1.5	Annual from December 2022	Dec-25
12th Debenture	1,921.6	IPCA	4.30%	5.7	Annual from August 2028	Aug-30
Ventos de Piauí I	726.1					
BNDES	582.4	TJLP	2.16%	5.3	Monthly from July 2018	Jun-34
1st Debenture	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	Monthly from December 2022	Mar-45
Ventos do Araripe III	1,058.2					
Repassé	389.2	TJLP	3.15%	3.2	Monthly from February 2018	Dec-29
BNDES	469.0	TJLP	2.49%	7.4	Monthly from February 2018	Jun-35
1st Debenture	199.9	IPCA	6.99%	5.8	Half-yearly from July 2018	Jul-32
Sol do Piauí	95.2					
BNDES	95.2	IPCA	3.65%	10.7	Monthly from May 2024	
Sol de Jaíba	362.2					
BNB 1st tranche	194.0	IPCA	5.27%	15.0	Monthly from October 2024	Sep-46
BNB 2st tranche	168.3	IPCA	5,73%	14,4	Monthly from August 2025	
Total	6,491.5			7.2		

Appendice 04 – Net debt and financial leverage

As of 1Q23, the Company adopted the following criteria for calculating Net Debt: Gross Debt incorporating (i) the fair value of Derivatives (assets and liabilities) and (ii) Leases in accordance with CPC-06/IFRS16-Leases, less Cash and Cash Equivalents and Financial Investments. We therefore restate the historical indebtedness below, for comparison purposes:

R\$ million	1Q22	2Q22	3Q22	4Q22	1Q23	2Q23	3Q23	4Q23
Short-Term	204.4	226.9	236.6	276.6	285.5	952.7	434.8	851.8
Long-Term	4,623.9	5,358.7	5,492.2	5,553.6	5,835.2	5,728.7	5,711.0	5,500.0
Gross Debt	4,828.3	5,585.6	5,728.8	5,830.2	6,120.8	6,681.3	6,145.8	6,351.8
Derivative Financial Instruments	(0.0)	(0.1)	0.1	(0.8)	(1.6)	14.1	0.1	0.0
Leases	6.8	5.6	80.7	44.3	45.4	46.0	66.8	66.7
Total Gross Debt	4,835.0	5,591.1	5,809.5	5,873.7	6,164.5	6,741.4	6,212.8	6,418.6
Cash, Cash Equivalents and Financial Investments	3,173.8	3,347.7	2,981.0	3,231.3	3,402.7	6,285.3	4,904.7	3,238.4
Net Debt	1,661.2	2,243.5	2,828.6	2,642.4	2,761.8	456.1	1,308.1	3,180.2
Leverage (Net Debt/Adjusted EBITDA (12M))	1.5x	1.8x	2.0x	1.6x	1.6x	0.3x	0.7x	1.8x

Appendice 05 – Credit Ratings

	Agency	Rating	Outlook	Last Update
Auren – Corporate	Fitch Ratings	BB+ BBB- AAA (bra)	Stable	Oct/23
CESP – Corporate	Fitch Ratings	AAA (bra)	Stable	Oct/23
CESP – 12th Debenture	Fitch Ratings	AAA (bra)	Stable	Oct/23
CESP – Corporate	Standard & Poor's	BB BB AAA (bra)	Stable	Dec/23
Ventos do Piauí I	Fitch Ratings	AAA (bra)	Stable	Mar/23
Ventos do Araripe III	Fitch Ratings	AA (bra)	Positive	Sep/23

Appendice 06 - Portfolio of Assets in Operation³⁷

Asset ⁽¹⁾	Source	Installed Capacity ⁽²⁾ (MW)	Physical Guarantee ⁽²⁾ (MW average)	Economic Interest ⁽³⁾
Porto Primavera	Hydro	1,540.0	886.8	100.0%
Barra Grande (BAESA)	Hydro	71.2	36.7	10.3%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁴⁾	Hydro	153.9	66.8	17.5%
Campos Novos (ENERCAN) ⁽⁵⁾	Hydro	156.9	68.1	17.8%
Amador Aguiar I e II	Hydro	45.1	27.3	10.0%
Igarapava	Hydro	39.9	24.2	19.0%
Picada	Hydro	39.7	23.5	79.4%
Machadinho	Hydro	40.8	19.6	3.6%
Ventos do Araripe III	Wind	357.9	178.5	100.0%
Ventos do Piauí I	Wind	205.8	106.3	100.0%
Ventos do Piauí II	Wind	211.5	105.7	100.0%
Ventos do Piauí III	Wind	207.0	100.6	100.0%
Sol do Piauí	Solar	48.1	11.8	100.0%
Total		3,117.8	1,656.0	

⁽¹⁾ Includes assets without which the Company has investments: CBAEnergia, Pollarix and Pinheiro Machado;

⁽²⁾ Installed capacity proportional to the Company's indirect equity interest in the assets;

⁽³⁾ Auren's indirect economic interest in the assets represents percentage of dividends received by Auren from CBA Energia, Pollarix and Pinheiro Machado. Auren's preferred shares receive a differentiated dividend of 68.8% of the dividends paid by CBA Energia, 71.4% of the dividends paid by Pollarix and 60% of the dividends paid by Pinheiro Machado;

⁽⁴⁾ Holding CBA Energia;

⁽⁵⁾ Holding Pollarix.

³⁷ Base date: January 2024.

Appendice 07 - Assets under Construction

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Economic Interest
Sol de Jaíba	Solar	500.0	154.2	100.0%
Total		500.0	154.2	

Appendice 08 – Asset pipeline

Asset	Source	Installed Capacity (MW)	Physical Guarantee (MW average)	Economic Interest
Hélios	Solar	1,210.0	355.3	100.0%
Corumbá	Hidro	81.6	51.5	51.0%
Total		1,291.6	406.8	